

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



**UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID DE TLEMCEM
FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE
UNITE DE RECHERCHE MATERIAUX
ET ENERGIES RENOUVELABLES (URMER)**



THÈSE

**Pour obtenir le grade de
DOCTEUR EN PHYSIQUE
Spécialité : Physique Energies Renouvelables**

Par
Mr. Samir BELLARBI

Sur le Thème

**Estimation technico-économique de la production d'électricité par
voie éolienne, intégrée aux réseaux interconnectés de transport
électrique**

Soutenue publiquement devant le jury composé de :

Président	Pr. Boumediene BENYOUCEF	Professeur	(Univ. Tlemcen)
Directeur de thèse	Dr. Nachida .Kasbadji. MERZOUK	Directrice de Recherche	(UDES Tipaza)
Co-directeur de thèse	Dr. Ali MALEK	Directeur de Recherche	(CDER Alger)
Examineurs	Pr. Med Salah AIT CHEIKH	Professeur	(ENP. Alger)
	Pr. Nasr Eddin CHAABANE SARI	Professeur	(Univ. Tlemcen)
	Dr. Mustapha HATTI	Maitre de Recherche A-Hab	(UDES Tipaza)

Introduction générale et problématique.....	01
Chapitre 1 : Généralités et Etat de l'art	
1.1 Introduction.....	03
1.2 Aérogénérateur	03
1.3. Types d'aérogénérateurs.....	04
1.3.1 Axe vertical	04
1.3.2 Axe horizontal.....	05
1.4 Les éoliennes de grande puissance.....	07
1.4.1 Vitesse fixe.....	07
1.4.2 Vitesse variable.....	08
1.5 Les convertisseurs.....	14
1.5.1 Convertisseurs utilisés pour la MADA.....	15
1.5.2 Intérêt des convertisseurs multi-niveaux.....	19
1.5.2.1 Utilisation de n convertisseurs à deux niveaux.....	20
1.5.2.2 Utilisation d'un convertisseur à $(n+1)$ niveaux.....	21
1.6 Etat de l'art	22
1.6.1 Travaux sur le gisement éolien.....	22
1.6.2 Travaux sur les systèmes éoliens et l'aérodynamique.....	22
1.7 Conclusion.....	24
1.8 Références bibliographiques.....	25
Chapitre 2 : Maximisation de l'Energie Eolienne de Moyenne Puissance	
2.1 Introduction	28
2.2 Modélisation de la MADA.....	28
2.2.1 Modèle de la MADA dans le repère de PARK.....	31
2.3 Modélisation de l'onduleur triphasé à trois niveaux de structure NPC.....	36
2.3.1 Structure de l'onduleur triphasé à trois niveaux.....	36
2.3.2 Modèle de la commande de l'onduleur à trois niveaux.....	38
2.4 Modélisation et commande du Redresseur de courant triphasé à trois niveaux NPC...	43
2.5 Stratégies de commande de la turbine de l'éolienne.....	49
2.5.1 Caractéristiques de puissance-vitesse éoliennes de grande puissance.....	49
2.5.2 Techniques d'extraction du maximum de la puissance.....	50
2.5.3. Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse.....	51
2.5.4. Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse.....	53
2.5.5 Maximisation de la puissance par la logique floue.....	57

2.6 Conclusion.....	66
2.7. Références bibliographiques.....	67

Chapitre 3 : Maximisation de l'Energie Eolienne de Petite Puissance

3.1. Introduction	70
3.2. La conversion éolienne.....	70
3.3. Modélisation de la chaîne éolienne de petite puissance.....	71
3.3.1 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents.....	75
3.3.2 Les convertisseurs statiques.....	76
3.3.3 Batterie.....	80
3.4. Méthodes de recherche du point de puissance maximale.....	80
3.4.1 Maximisation de puissance avec la logique floue.....	81
3.4.1.1 Hacheur dévolteur simple.....	85
3.4.1.2 Hacheur en pont a commande différentielle.....	86
3.4.2 Simulation avec la vitesse du vent non linéaire	86
3.4.3 Simulation avec la vitesse du vent linéaire	91
3.4.4 Interprétation des résultats et discussions.....	94
3.5 Conclusion.....	95
3.6 Références Bibliographiques.....	96

Chapitre 4 : Etude Technico-économique d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique

4.1. Introduction.....	98
4.2. Réseau électrique de l'Algérie.....	98
4.3. Estimation de la consommation d'énergie électrique de la zone d'Adrar.....	103
4.3.1 Potentialité énergétique éolienne.....	105
a. Distribution de Weibull.....	105
b. Distribution de Rayeigh.....	105
4.3.2. Méthodes de détermination des paramètres du vent.....	106
4.3.2.1 Détermination des paramètres du vent de Weibull	106
4.3.2.2 Vitesse moyenne et vitesse cubique moyenne	107
4.3.2.3. Écart type des variations des vitesses.....	107
4.3.2.4. Vitesse plus probable et vitesse à plus grande énergie.....	108
4.3.2.5. Indice de turbulence du vent.....	108
4.3.3. Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien.....	108

4.3.4. Extrapolation des paramètres vents à la hauteur du noyau de l'aérogénérateur.....	109
4.3.4.1 Loi logarithmique.....	109
4.3.4.2 Loi de puissance.....	110
4.3.5. Roses des vents.....	111
4.3.5.1. Roses des distributions des vitesses du vent.....	111
4.3.5.2. Roses des fréquences d'occurrence des classes de vent.....	111
4.4. Application au site d'Adrar.....	111
4.4.1. Potentiel énergétique éolien.....	111
4.4.2. Choix de l'aérogénérateur.....	112
4.4.3. Puissance générée par chaque type d'aérogénérateurs.....	113
4.5. Fermes éoliennes.....	118
4.5.1 Contraintes de connexion des fermes éoliennes.....	119
4.6. Etude économique.....	121
4.6.1. Cas des aérogénérateurs à grande puissance.....	121
4.6.1.1 Nombre d'aérogénérateurs nécessaires suivant la demande énergétique.....	121
4.6.1. 2. Analyse du coût de production du kWh éolien.....	122
4.6.2. Cas des éoliennes à petite puissance.....	124
4.6.3. Comparaison du CP_{kWh} avec celui des autres sources d'énergie.....	125
4.7. Conclusion.....	126
4.8 Références Bibliographiques.....	128
Conclusion générale.....	129

Remerciements

Je tiens vivement à remercier M^{me} **Nachida KASBADJI MERZOUK**, Directrice de Recherche, UDES, CDER, pour avoir proposé un sujet aussi intéressant, pour la confiance et l'intérêt qu'elle m'a témoigné tout au long de la réalisation de ce travail.

Je tiens vivement à remercier Monsieur **Ali MALEK**, Directeur de Recherche, CDER, pour la confiance et l'intérêt qu'il m'a témoigné tout au long de la réalisation de ce travail.

Je tiens à remercier Monsieur **Boumediene BENYOUCEF**, Professeur, Université de Tlemcen, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je tiens également à remercier Monsieur **Mohamed Salah AIT CHIKH**, Professeur, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, pour l'honneur qu'il me fait en participant au jury.

Je tiens également à remercier Monsieur **Nasr Eddin CHAABANE SARI**, Professeur, Université de Tlemcen, pour l'honneur qu'il me fait en participant au jury.

Mes remerciements vont également à Monsieur **Mustapha HATTI**, Maître de Recherche, UDES, CDER, pour l'intérêt qu'il a manifesté pour ce travail en participant au jury.

Je voudrais remercier tout particulièrement mes parents ainsi que mes frères, ma femme pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Nomenclature

A :	Constante de vent, [-].
$C_P(\lambda)$:	Coefficient de puissance, [-].
C_P^{OPT} :	Coefficient de puissance optimale, [-].
$C_{mec(t)}$:	Couple mécanique de l'arbre éolienne, [N.m].
C_{eol} :	Couple éolienne, [N.m].
C :	Facteur d'échelle de weibull, [m/s].
I_{bat} :	Courant moyen dans la batterie, [A].
I_n :	Courant nominal, [A].
I_{si} :	Mesure des courants, [A].
I_i :	Courant efficace dans la phase i , [A].
I_c :	Mesure du courant bus continu, [A].
I_{cc} :	Courant de court circuit, [A].
I_{ch} :	Courant moyen de charge, [A].
I_{cr} :	Courant moyen bus critique, [A].
I_d :	Courant direct de la diode, [A].
I_{dc} :	Courant de bus continu, [A].
I_{dceq} :	Courant redressé équivalent, [A].
$I_{i(n)}$:	Valeur efficace de l'harmonique n du courant de la phase i , [A].
I_i^{max} :	Valeur maximale du courant dans la phase i , [A].
J :	Inertie de la voilure, [kg.m ²].
J_m :	Inertie de la machine, [kg.m ²].
K_{opt} :	Constante de dispositif MPPT, [-].
K_Ω :	Coefficient de la force électromotrice par rapport de la vitesse de rotation, [-].
L_{dc} :	Inductance de lissage du courant de côté continu, [H].
L_s :	Inductance cyclique, [H].
N :	Nombre de cellules élémentaires de la batterie, [-].
P_{max} :	Puissance maximale recueillie, [W].
P_{MPPT} :	Puissance maximisée avec MPPT, [W].
P_n :	Puissance nominale, [W].
P_{opt} :	Puissance optimale, [W].
P_v :	Puissance de la masse d'air passant par une surface S , [W].
P_{mec} :	Puissance mécanique sur l'arbre éolienne, [W].

$P(V_v)$:	Probabilité de l'occurrence des vitesses de vent, [%].
P_{av} :	Puissance active côté alternatif, [W].
$P_{bat\ max}$:	Puissance batterie maximale, [W].
$P_{bat\ opt}$:	Puissance batterie maximisée par MPPT, [W].
$P_{bat\ ref}$:	Puissance batterie de référence, [A].
P_d :	Puissance électrique demandée, [W].
P_{dc} :	Puissance côté continu, [W].
P_{elec} :	puissance électrique, [W].
P_{eol} :	Puissance éolienne, [W].
P_f :	Puissance des pertes par frottement, [W].
P_J :	Puissance due à l'inertie, [W].
R :	Rayon de la voile, [m].
R_{bat} :	Résistance interne de la batterie, [Ω].
R_{eq} :	Résistance équivalente, [Ω].
R_s :	Résistance statorique, [Ω].
S :	Surface active de la voile, [m^2].
T_e :	Constante de temps électrique de la génératrice, [s].
U_{ab}, U_{ca}, U_{bc} :	Valeur composée efficace des tensions, [V].
U_{bat} :	Tension moyenne aux bornes de la batterie, [V].
U_c :	Mesure de la tension bus continu, [V].
U_d :	Tension aux bornes de la diode, [V].
U_{dc} :	Tension redressée en valeur moyenne, [V].
U_{dco} :	Tension redressée à vide, [V].
U_{do} :	Tension de seuil de la diode, [V].
U_n :	Tension nominale, [V].
V_{sd}, V_{sq} :	Tension dans l'axe d et q dans le repère de Park, [V].
V_{si} :	Mesures des tensions, [V].
V_v :	Vitesse du vent, [m/s].
$V_v(t)$:	équation sinusoïdale de vent, [-]
a_n :	Amplitude de vent, [-].
f :	Frottement mécanique, [.]
$b_n \omega_v$:	Pulsation de vent, [.]
i_{batref} :	Référence de régulation du courant batterie, [A].
i_i :	Courant dans la phase i instantanée, [A].

i_{sd}, i_{sq} :	Courant dans l'axe d et q dans le repère de Park, [A].
k :	Facteur de forme, [-].
k_i :	Coefficient du régulateur intégral, [-].
k_p :	Coefficient du régulateur proportionnel, [-].
p :	Nombre de paires de pôles, [-].
r_d :	Résistance dynamique de la diode, [Ω].
v_i :	Tension simple de la phase i de la machine, [V].
θ_r :	Angle électrique, [rad].
ρ :	Masse volumique d'air, [kg/m^3].
ω :	Pulsation, [rad/s].
$\xi\%$:	Efficacité énergétique, [%].
η :	Rendement, [-].
λ :	Vitesse spécifique, [-].
λ_{\max} :	Vitesse spécifique maximale, [-].
λ_{opt} :	Vitesse spécifique optimale, [-].
Φ_d, Φ_q :	Flux magnétique dans l'axe d et q dans le repère de Park, [Wb].
Φ_{eff} :	Flux magnétique efficace des aimants permanents, [Wb].
Ω :	Vitesse de rotation, [rad/s].
Ω_{ref} :	Vitesse de rotation de référence, [rad/s].
MLI :	Modulation de Largeur d'Impulsion, [-].
MPPT :	Suivre du point de puissance maximale, [-].

INTRODUCTION GENERALE
ET PROBLEMATIQUE

Face à la crise énergétique provoquée par l'augmentation du prix de pétrole et pour anticiper la fin des énergies fossiles, de nombreux pays dans le monde cherchent à diversifier leurs ressources d'énergies. D'origine éolienne, photovoltaïque, hydraulique, géothermique, marémotrice, ou autre, les énergies renouvelables sont les seules ressources d'énergie alternatives capables de répondre au besoin énergétique du monde. Aujourd'hui, l'énergie électrique éolienne est considérée comme la plus prometteuse des énergies renouvelables.

L'énergie éolienne est très importante dans le monde. Cette énergie est inépuisable et répond aux préoccupations environnementales soulevées par l'usage des énergies fossiles. La puissance éolienne totale disponible sur la Terre est estimée entre 300 000 à 870 000 GW. A la fin de l'année 2008, la puissance éolienne installée dans le monde a atteint 281.1GW (603 TWh) soit 1,5% de la consommation énergétique mondiale. Malgré la crise financière de ces dernières années et ses conséquences, le marché mondial de l'éolien a pu résister [1].

En 2011, l'Algérie, une décision présidentielle a permis la diversification des ressources énergétiques par l'orientation vers les énergies. De ce fait, un programme très ambitieux de développement de ces énergies renouvelables a été adopté récemment par le gouvernement portant leurs contributions à hauteur de 40% de la production nationale d'électricité à l'horizon 2030. L'Algérie vise ainsi l'investissement dans le domaine de la production électrique à partir de la filière éolienne pour atteindre 3% du bilan national à l'horizon 2027 [2]. Un premier pas a été fait par le groupe Sonelgaz, qui a confié la réalisation de la première ferme éolienne à Adrar d'une puissance de 10 MW. L'énergie produite par cette ferme, qui a été mis en service en 2012, sera injectée dans le réseau d'électricité de la Wilaya d'Adrar [3].

Le gisement éolien en Algérie est très diversifié. Il varie d'une zone à une autre selon la cartographie et le climat de cette dernière. La carte de l'atlas, montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement le Sud-ouest avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar [4].

Le marché des générateurs éoliens à vitesse variable s'est orienté vers des puissances supérieures à 1 MW notamment pour utiliser au maximum le gisement éolien sur le site d'implantation. Ces générateurs utilisent souvent la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA). Cette dernière permet un fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable ce qui donne la possibilité de produire le maximum de puissance possible sur une large plage de variation de la vitesse du vent [4].

Le présent document est organisé de la façon suivante :

Le premier chapitre est consacré aux notions générales sur l'énergie éolienne. Les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur sont brièvement présentés. Ensuite, les différentes machines électriques utilisées pour la conversion éolienne seront étudiées afin de montrer les avantages inégalés de la machine asynchrone à double alimentation surtout en grande puissance et en vitesse variable.

Dans le deuxième chapitre, les différents constituants du système éolien à base de la MADA seront modélisés. C'est aussi dans ce chapitre que le contrôle du système éolien sera présenté en utilisant deux stratégies de commande différentes. La stratégie MPPT qui repose sur le principe de l'extraction du maximum de puissance de l'éolienne et de son injection dans le réseau. Des résultats de simulation et d'expérimentation seront présentés dans l'objectif de vérifier et valider les stratégies de contrôle.

Le troisième chapitre présente l'étude technique d'un chaîne de conversion éolienne de petite puissance, la possibilité d'extraction du maximum de puissance éolienne par le technique MPPT et la comparaison entre plusieurs structures proposées.

Le dernier chapitre présente une étude technico-économique d'un projet de production d'électricité par voie éolienne pour un site donné, dont l'objectif est d'explorer la possibilité de production d'électricité éolienne compétitive et connectable au réseau national. Cette étude économique permettra, à partir du potentiel éolien du site, de la consommation d'énergie électrique de la région et du nombre d'aérogénérateurs à placer, et enfin estimer le coût de production du kilowattheure produit à partir des différents aérogénérateurs choisis.

Enfin, une conclusion générale faisant un bref résumé des principaux résultats de cette étude.

L'objectif de cette thèse est d'étudier et estimer la production énergétique éolienne à partir de la génératrice MADA et l'extraction la puissance maximale (MPPT). La logique flou est appliqué à la commande d'une éolienne de petite puissance pour déterminer les caractéristiques techniques des chaînes de conversion de petite et moyenne puissance, Pour le critère économique, on compare le prix de kWh produit par un parc éolien utilisant différents type d'aérogénérateurs avec prix du kWh produit par d'autres sources d'énergie.

CHAPITRE 1
GENERALITES ET ETAT
DE L'ART

1.1. Introduction

L'énergie éolienne a été longtemps négligée alors qu'elle était déjà exploitée depuis l'antiquité avec l'utilisation des moulins à vent. Cependant, elle connaît depuis environ 40 ans, un essor sans précédent notamment après la crise pétrolière de 1973 qui a alerté les états producteurs d'énergie fossile. En effet, après l'an 2000, le contexte fluctuant des énergies fossiles, l'explosion de la demande mondiale en électricité et les prises de conscience environnementale, ont accentué le besoin de l'énergie propre et durable ou l'éolien occupe une place privilégiée. Fort de son potentiel mondial, celui-ci a ainsi attiré différents acteurs du monde économique et surtout de l'énergie. Ceci s'est traduit par une profonde réorganisation et mutation du marché de l'éolien pour lequel les aérogénérateurs ont atteint une certaine maturité technique [1]. Ces aérogénérateurs, généralement à axe horizontal, fonctionnent à vitesse variable permettant l'augmentation de la puissance produite. Le développement des convertisseurs statiques et leur commande a permis le contrôle des puissances produites par ces aérogénérateurs.

Dans le présent chapitre, les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés. Ensuite, les différentes associations machines électriques-convertisseurs statiques, utilisées pour la conversion éolienne seront étudiées.

Les convertisseurs multi niveaux seront discutés en soulignant leurs avantages en termes de réduction du contenu harmonique des courants et tensions de sortie et aussi en termes de réduction de l'ondulation de courant.

1.2. Aérogénérateur

Un aérogénérateur, plus couramment appelé éolienne, est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.

Selon la puissance nominale, les éoliennes sont divisées en trois catégories [1]:

- Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW.
- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

La figure (1.1) illustre les catégories d'éoliennes liées à la taille de la puissance.

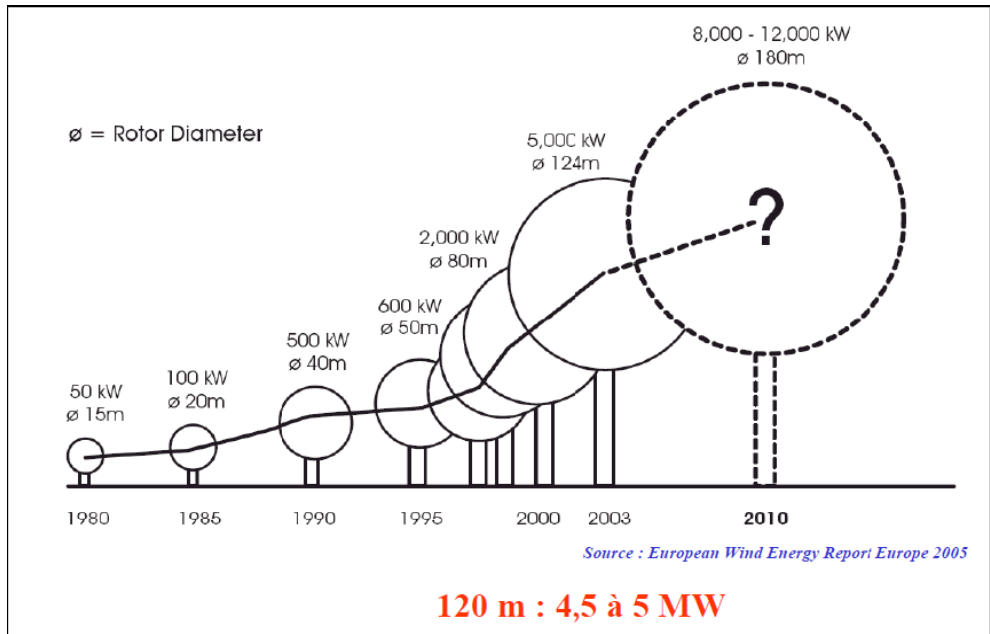


Figure 1.1 : Correspondance taille-puissance des éoliennes [2].

1.3. Types d'aérogénérateurs

1.3.1. Axe vertical

Les aérogénérateurs à axe vertical ont été les premières structures utilisées pour la production de l'énergie électrique. Plusieurs prototypes ont vu le jour mais rares sont ceux qui ont atteint le stade de l'industrialisation. Ils sont classés selon leur caractéristique aérodynamique en deux familles ; les aérogénérateurs conçus sur la base de la portance (aérogénérateurs à rotor de Darrius : conçu par l'ingénieur français George Darrius) et ceux basés sur la traînée (Aérogénérateurs à rotor de Savonius : inventé par le finlandais Siguard Savonius en 1924).

L'aérogénérateur Darrius est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variables selon l'orientation de ce profil. La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif.

Le rotor Savonius est basé sur le principe de la traînée différentielle qui stipule qu'un couple moteur peut être obtenu grâce à une différence pression exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure.

Les principaux avantages des éoliennes à axe vertical sont les suivants :

- L'accessibilité de la génératrice et du multiplicateur, mis directement au sol, ce qui facilite la maintenance et l'entretien.
- La non nécessité d'un système d'orientation du rotor car le vent peut faire tourner la structure quel que soit sa direction.

Cependant elles ont comme inconvénients les points suivants :

- ✓ Faible rendement et fluctuations importantes de la puissance,
- ✓ Occupation importante du terrain pour les puissances moyennes élevées,
- ✓ Faible vitesse du vent à proximité du sol.

En figure 1.2 sont représenté des aérogénérateurs à axe vertical.



Darius



Darius de type H



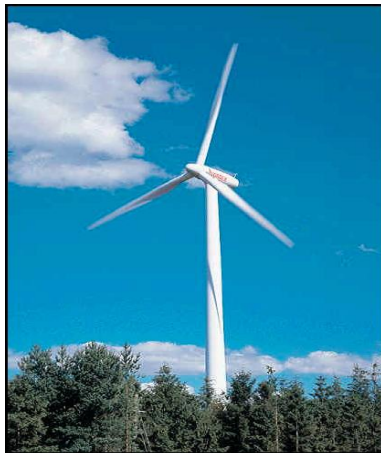
Savonius

Figure 1.2 : Eoliennes à axe vertical [3].

1.3.2. Axe horizontal

Comparées à celles à axe vertical, les turbines à axe horizontal (figure 1.3) sont les plus utilisées actuellement, puisque elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et sont à moindre coût [4]. Elles sont constituées de pales qui permettent la génération d'un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre des pales varie entre 1 et 3, et le rotor tripal est le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [4].

Les turbines à axe horizontal sont généralement placées face au vent par un mécanisme d'asservissement de l'orientation ou par un phénomène d'équilibre dynamique naturel assuré par un gouvernail dans le cas d'une turbine sous le vent.



Eolienne tripales



Eolienne multipales

Figure 1.3 : Eoliennes à axe horizontal [5].

L'éolienne comporte généralement des éléments mécaniques et électriques (pales, moyeu, rotor, l'arbre, multiplicateur, génératrice, système de commande et d'orientation, tour...) qui sont illustrés sur la figure 1.4 [4, 5].

- **Le mât ou la tour:** généralement en acier, il doit être le plus haut possible pour bénéficier du maximum de l'énergie cinétique du vent et d'éviter les perturbations près du sol. Au sommet du mât se trouve la nacelle. Cette dernière regroupe les éléments mécaniques permettant de coupler la génératrice électrique à l'arbre de l'éolienne.
- **Le multiplicateur** sert à adapter la vitesse de la turbine éolienne à celle de la génératrice électrique. Le système de refroidissement se compose généralement d'un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et d'un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur.
- **La génératrice électrique** est l'élément principal de la conversion mécano-électrique. Elle est composée généralement à une machine synchrone, asynchrone à cage ou à rotor bobiné. La puissance électrique de cette génératrice peut varier de quelques kW à 10 MW [5].
- Le rôle du système de commande est le control en permanence du bon fonctionnement de l'éolienne et intervient automatiquement, en cas de défaillance pour l'arrêter.

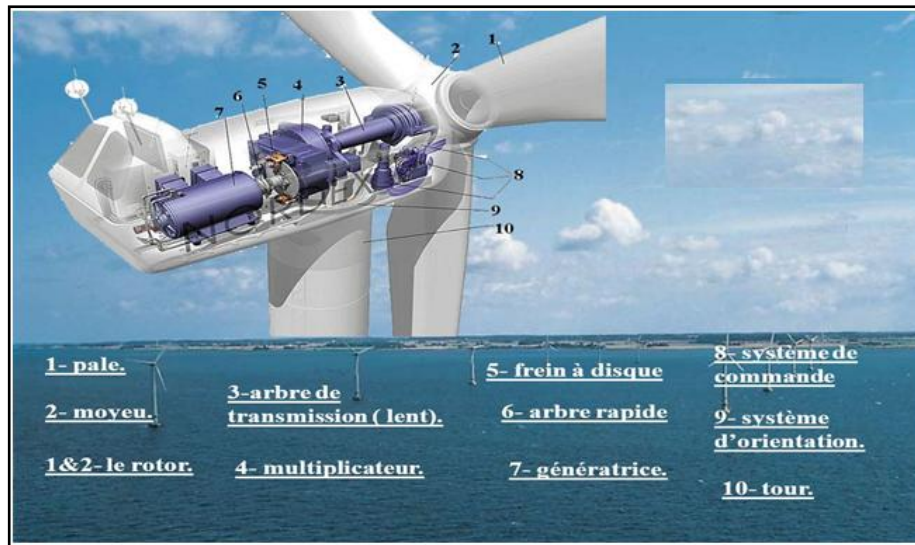


Figure 1.4 : Eléments constituant une éolienne [4].

- **L'arbre** relie le moyeu au multiplicateur. Il contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin.
- **Le système d'orientation des pâles**, sert à la régulation de la puissance (réglage aérodynamique).

En plus de ces éléments, la turbine est munie des pâles fixes ou orientables qui tournent à des vitesses nominales inférieures à 40 tr/min.

1. 4. Les éoliennes de grande puissance

L'énergie cinétique du vent est captée par les pales ensuite transformée en énergie électrique grâce à des générateurs électriques de type synchrone ou asynchrone [5].

1. 4.1. A vitesse fixe

Les premières éoliennes commercialisées reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique (figure 1.5). Un multiplicateur de vitesse entraîne cette machine à une vitesse qui est maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales. Une batterie de condensateurs est souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage [6].

La conception des turbines éoliennes à vitesse fixe est fortement liée aux caractéristiques aérodynamiques et mécaniques. Le temps de réponse de certaines de ces parties se situe dans la gamme de la dizaine de millisecondes [5]. En conséquence, en cas de rafales de vent, on peut observer une variation rapide et importante de la puissance électrique générée.

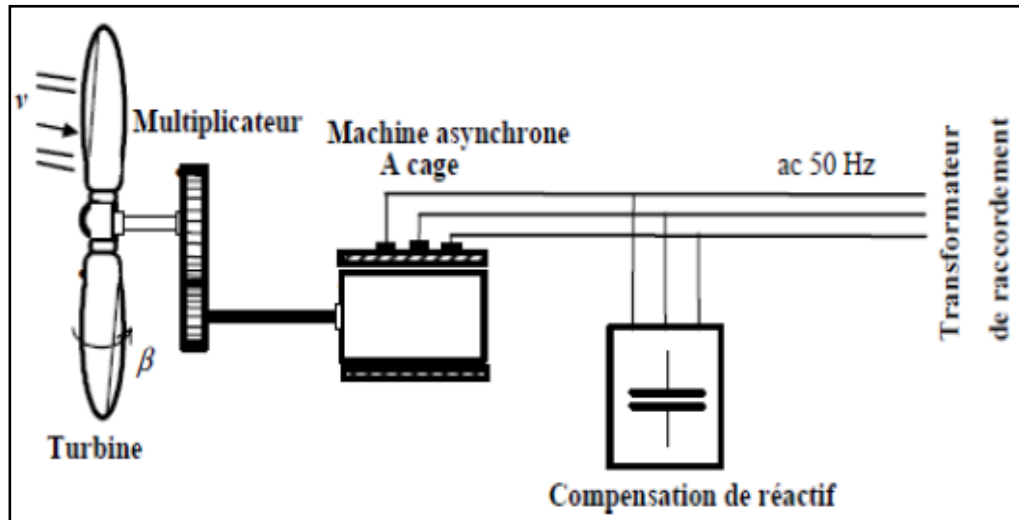


Figure 1.5 : Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage [6].

Cette configuration présente les inconvénients suivants :

- ❖ Un dispositif consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone,
- ❖ Une machine bruyante, à cause de la modification du système d'orientation des pales fortement sollicité,
- ❖ Des variations fréquentes du couple mécanique à cause du mouvement des pales pour garder une vitesse constante, ce qui entraîne des variations rapides du courant dans le réseau,
- ❖ Et une impossibilité de réglage de la puissance générée.

1. 4.2. A vitesse variable

L'ensemble des caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent est illustré sur la figure (1.6).

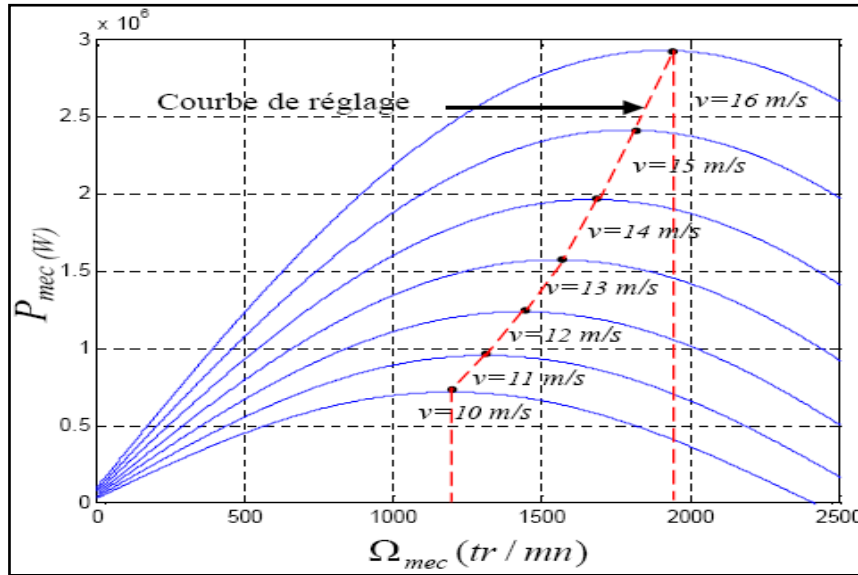


Figure 1.6 : Puissance théorique disponible au niveau de la turbine éolienne [5].

On constate que la puissance mécanique varie avec la vitesse de rotation de la génératrice pour des vitesses de vent données. On remarque clairement que si la génératrice est entraînée à une vitesse fixe, les maxima théoriques des courbes de puissance ne seraient pas exploités. Pour cela, et afin de pouvoir optimiser le point de fonctionnement en termes de puissance extraite, il y a lieu de pouvoir ajuster la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice en fonction de la vitesse du vent. C'est pour cela que les éoliennes de forte puissance, connectées aux réseaux de moyenne tension, fonctionnent sous vitesse variable.

Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable, comparées à celles à vitesse fixe sont les suivants [5] :

- Augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément atteint
- Simplicité du système d'orientation des pales. Grâce au contrôle de la vitesse du générateur, les constantes de temps mécaniques des pales peuvent être plus longues, réduisant la complexité du système d'orientation et son dimensionnement,
- Réduction des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée peut être affaiblie,

➤ Réduction du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente.

La courbe typique représentant la puissance aérodynamique d'un aérogénérateur, fonctionnant à vitesse variable, en fonction de la vitesse de vent est illustrée sur la figure 1.7. Trois zones de fonctionnement peuvent être distinguées.

- La zone *A* correspondant aux vitesses très faibles du vent. Insuffisantes pour entraîner l'éolienne et produire de la puissance.
- La zone *B* correspondant aux vitesses moyennes où le système de contrôle de l'aérogénérateur peut intervenir pour contrôler la puissance électrique à générer.
- La zone *C* correspondant aux vitesses très élevées du vent et pour lesquelles la vitesse de rotation de l'éolienne est limitée à une valeur optimale pour éviter des dégâts sur la structure. Dans ce cas, la puissance électrique produite est maintenue constante et égale à sa valeur nominale.

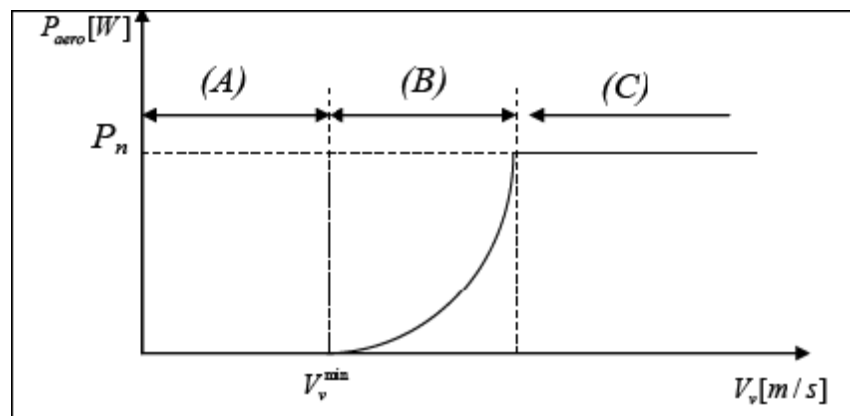


Figure 1.7 : Courbe typique de la puissance produite d'un aérogénérateur à vitesse variable [5].

Les machines électriques qui sont couramment utilisées pour les éoliennes à vitesse variable, directement couplées au réseau, sont les machines asynchrone à cage et synchrone à aimant permanent. La machine asynchrone à cage est généralement couplée à la turbine via un multiplicateur de vitesse (figure 1.8), tandis que la machine synchrone à aimant permanent peut être couplée aussi à la turbine à travers un multiplicateur ou couplée directement à la turbine (figure 1.9) dans le cas où la machine comporte un grand nombre de pôles évitant ainsi le multiplicateur de vitesse [5, 6].

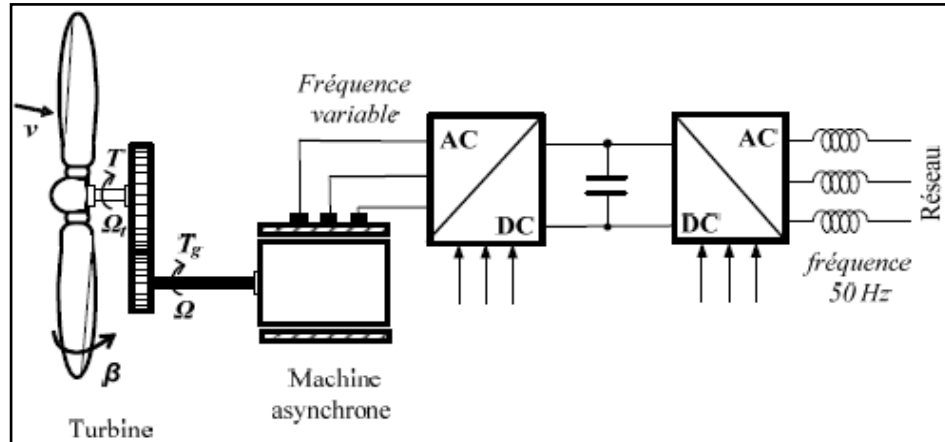


Figure 1.8 : Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone couplée à la turbine via un multiplicateur [5].

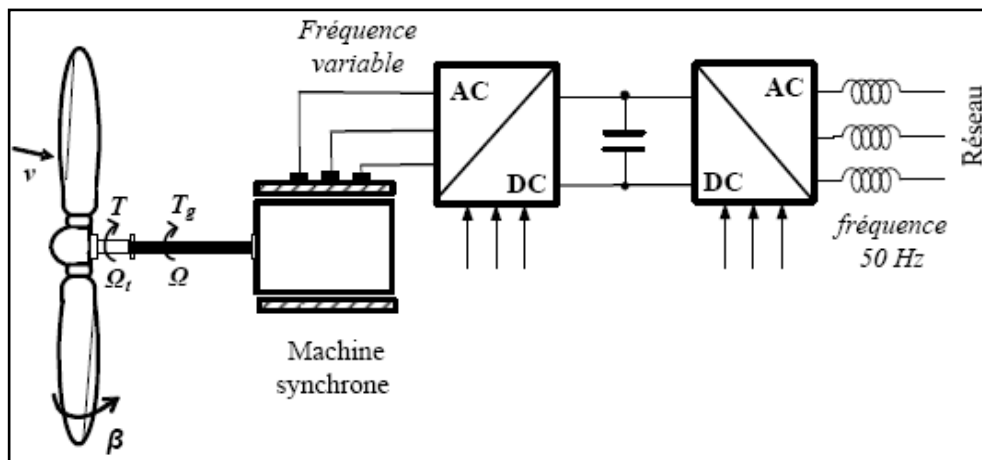


Figure 1.9 : Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone directement couplée à la turbine [5].

Le fonctionnement à vitesse variable de ces éoliennes est devenu possible grâce au développement des convertisseurs statiques et de leurs dispositifs de commande. En effet, deux convertisseurs statiques interfacés par un bus continu sont utilisés. La connexion de ces convertisseurs est réalisée au moyen de trois inductances de lissage permettant de réduire significativement les harmoniques de courant.

Le premier convertisseur assure le contrôle de la puissance générée en agissant sur la vitesse du générateur. Ceci permet de limiter le système d'orientation des pales à une fonction de sécurité

par grand vent [5]. Le second permet avec une commande adéquate de délivrer des courants de fréquence fixe correspondant à celle du réseau, avec la possibilité de régler le facteur de puissance (puissance réactive). La puissance nominale de la machine détermine alors la puissance maximale que peut fournir l'éolienne. Cette technologie d'éoliennes présente aussi certains inconvénients au niveau :

- du dimensionnement des convertisseurs utilisés (effectué pour transiter la totalité de la puissance échangée entre la machine et le réseau),
- du dimensionnement des filtres (réalisé pour transiter la puissance totale),
- de l'augmentation des pertes des convertisseurs de puissance avec l'augmentation de la puissance des éoliennes.

Les deux premiers points entraînent des problèmes de conception, d'encombrement et également une répercussion sur le coût [5], le troisième influe sur le rendement du système éolien sur la plage entière de fonctionnement.

L'éolienne, objet du présent travail est une machine à vitesse variable, utilisant la MADA (Machine Asynchrone Doublement Alimentée). Le stator de celle-ci est directement couplé au réseau alors que son rotor est connecté au réseau à travers une interface composée de deux convertisseurs statiques (figure 1.10) (convertisseur coté MADA et convertisseur coté réseau).

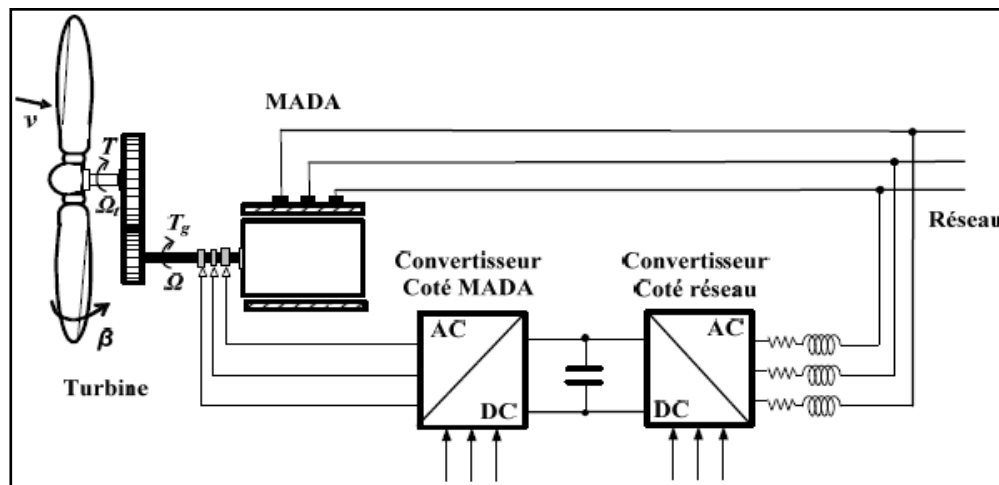


Figure 1.10 : Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA [6].

La variation de la vitesse acceptable pour un fonctionnement stable de la MADA est de +/-30 % (correspondant à la valeur du glissement s) autour de la vitesse de synchronisme, ceci afin de

limiter la puissance circulant dans le circuit rotorique à $(|s.P_s|)$ [6]. De ce fait, les convertisseurs statiques utilisés sont dimensionnés pour faire transiter uniquement la puissance de glissement ; (au maximum 30%) de la puissance nominale de la machine. Par conséquent, les éoliennes à base de la MADA procurent ainsi plusieurs avantages :

- Les convertisseurs statiques utilisés sont moins volumineux, moins coûteux, nécessitant ainsi un système de refroidissement moins lourd. Ils génèrent moins de perturbations comparativement aux convertisseurs utilisés pour les éoliennes à base de machine asynchrone à cage ou à aimant permanent [7],
- Les pertes liées aux convertisseurs statiques sont diminuées et le rendement du système de génération est amélioré,
- Le dimensionnement des filtres est réduit et, de ce fait, leur coût s'en trouve amoindri,
- Le facteur de puissance peut être réglé car la génératrice est contrôlée pour fonctionner de façon similaire à un alternateur synchrone [7]. Les puissances active et réactive peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce au convertisseur connecté au rotor de la MADA [8].

En figure 1.11 est donnée la caractéristique (puissance, vitesse) mesurée d'une éolienne de 1,5 MW à base de MADA.

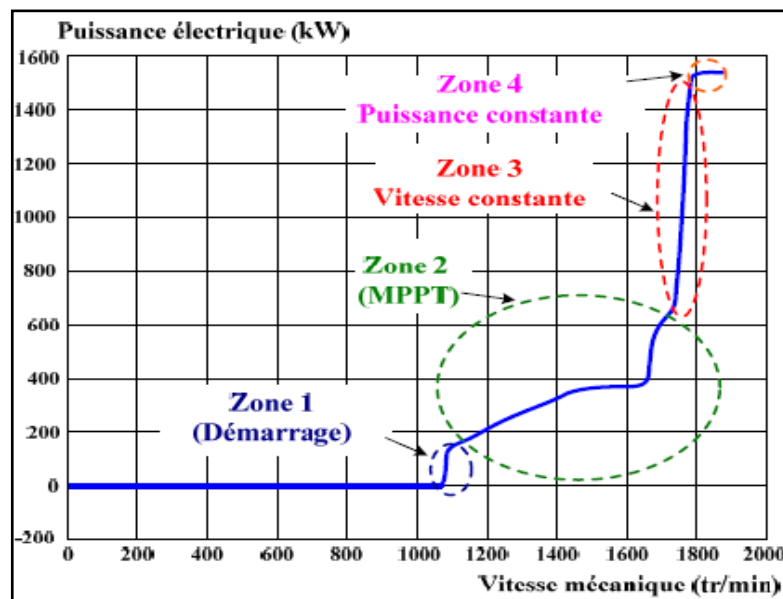


Figure 1.11 : Zones de contrôle de la MADA [8].

On distingue quatre zones de fonctionnement :

- La zone 1 qui correspond au démarrage de l'éolienne : celle-ci commence à produire de la puissance à partir de la vitesse de 1050 tr/min,
- La zone 2 pour laquelle la vitesse de la génératrice est adaptée afin d'extraire le maximum de puissance (Maximum Power Point Tracking: MPPT). Ceci est réalisé grâce à un algorithme MPPT permettant d'imposer un couple de référence. Néanmoins, l'angle d'orientation des pales est maintenu constant,
- La zone 3 pour laquelle la vitesse de la génératrice est maintenue constante et égale à 1750tr/min. Cette vitesse est imposée par une action sur l'angle d'orientation des pales ou par une régulation en boucle fermée pour permettre un fonctionnement hyper synchrone [8]. Dans ce cas, la puissance fournie au réseau est proportionnelle au couple (d'origine éolien) appliqué,
- La zone 4 correspond à la limitation de la puissance générée à sa valeur maximale (1.5MW) grâce au contrôle de l'angle d'orientation des pales.

1. 5. Les convertisseurs

Ces dernières années, la conception des éoliennes s'est orientée vers la conception de prototypes d'éoliennes qui dépasse 1MW.

Cette tendance s'est concrétisée avec la conception et l'installation de plusieurs prototypes d'éoliennes à savoir l'E112 d'Enercon (4,5MW en 2002) [9], la M5000 de REpower et Multibrid (5 MW en 2004) et l'E126d'Enercon (6 MW) en 2007 [9].

Au tableau 1.1 sont présentés quelques prototypes disponibles ou en cours de développement d'éoliennes de grande puissance, destinées principalement aux applications offshores [10] (le prototype de 10-MW fabriqué par « Clipper Wind Power » sera utilisé dans les fermes offshores au Royaume Uni en 2011[10]). Les prototypes de 6 MW sont déjà disponibles sur le marché, alors que des modèles de 10MW vont être commercialisés dans un futur proche.

Compte tenu de l'augmentation de la puissance de ces éoliennes offshores, la connexion des modules de convertisseurs basse tension n'est plus convenable, à titre d'exemple, un convertisseur statique à deux niveaux de puissance 7-5MW connecté au réseau de tension 690V doit délivrer un courant de 6300A).

Tableau 1.1 : Eoliennes de grande puissance pour les applications offshore [10].

Puissance nominale	Générateur	Fabricant	Etat
10 MW	MADA	Windtec	En-développement
10 MW	MSAP	Clipper	En-développement
7.5 MW	MS	Enercon	En-développement
6 MW	MS	Enercon	Disponible
5 MW	MSAP	Areva	Disponible
5 MW	MSAP	Windtec	En-développement
5 MW	MSAP	Xeme-cDarwind	En-développement

En outre, en raison de la chute importante de tension dans les câbles, les modules des convertisseurs statiques doivent être installés dans la nacelle proche du générateur [10,11], en utilisant une grande partie de l'espace disponible. Ceci augmente considérablement le poids total de la nacelle.

1. 5.1. Convertisseurs utilisés pour la MADA

Tel qu'il est mentionné auparavant, le fonctionnement à vitesse variable de la MADA est atteint avec un convertisseur statique (back-to-back) conçu pour transiter environ 30% de la puissance nominale. Par conséquent, le prototype de l'éolienne commercialisé de 6 MW est équipé d'un convertisseur statique (back-to-back) de 2MW conçu pour un fonctionnement à basse tension (690V). Un transformateur élévateur est généralement utilisé pour se connecter au réseau.

Plusieurs convertisseurs sont conçus spécialement pour le contrôle des éoliennes à base de MADA, par exemple, la topologie refroidie à l'eau « water-cooled Prowind » de la société Converteam » [11]. Ces convertisseurs sont conçus pour fonctionner à la basse tension (690 V), avec une technologie modulaire. Celle-ci permet une connexion de plusieurs convertisseurs (back-to-back) en parallèle (figure1.12) pour augmenter la puissance totale.

L'ACS800 est une autre topologie de convertisseurs fabriquée par ABB avec une gamme de puissance (1–3.8 MW) et de tension (525–690 V). Elle est utilisée spécialement pour le contrôle des éoliennes à base de la MADA qui arrive jusqu'à 6 MW [12].

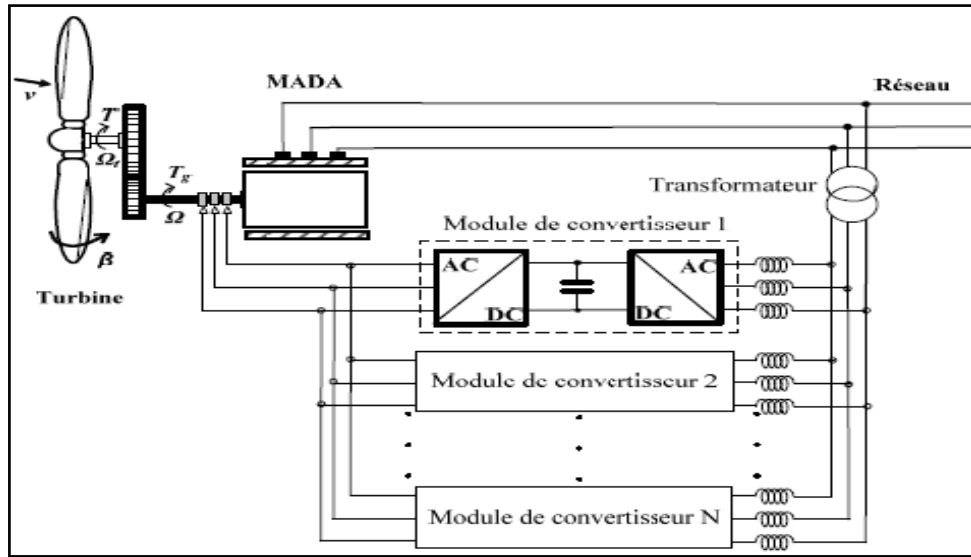


Figure 1.12 : Structure d'une éolienne à base de MADA en utilisant plusieurs modules de convertisseurs statiques à deux niveaux en parallèle [10].

La densité de puissance de ces convertisseurs utilisée généralement pour le contrôle des éoliennes à base de la MADA, n'est pas appropriée aux applications offshore, où le poids et l'espace sont d'une importance primordiale. A titre d'exemple, le Convertisseur AC800 a une densité de puissance d'environ 0.43 MW/m^3 [11].

La densité de puissance peut être augmentée en utilisant une topologie basée sur l'utilisation des convertisseurs matriciels [11, 12] éliminant ainsi le bus continu.

Néanmoins, l'absence du bus continu permet un couplage direct entre l'éolienne et le réseau ce qui induit de sérieux problèmes lors d'une défaillance du réseau électrique (ex : creux de tensions) [13].

Les éoliennes à vitesse variable, conçues à base des machines asynchrones à cage ou à aimant permanent, sont connectées au réseau à travers des convertisseurs dimensionnés pour transiter la totalité de la puissance aérodynamique produite.

L'approche utilisée actuellement, consiste à mettre en place une topologie utilisant des convertisseurs (back-to-back) de plusieurs modules connectés en parallèle (figure 1.14). Cette

parallélisation permet un fonctionnement en mode dégradé en assurant ainsi la production de la puissance même dans le cas d'une défaillance de l'un des modules.

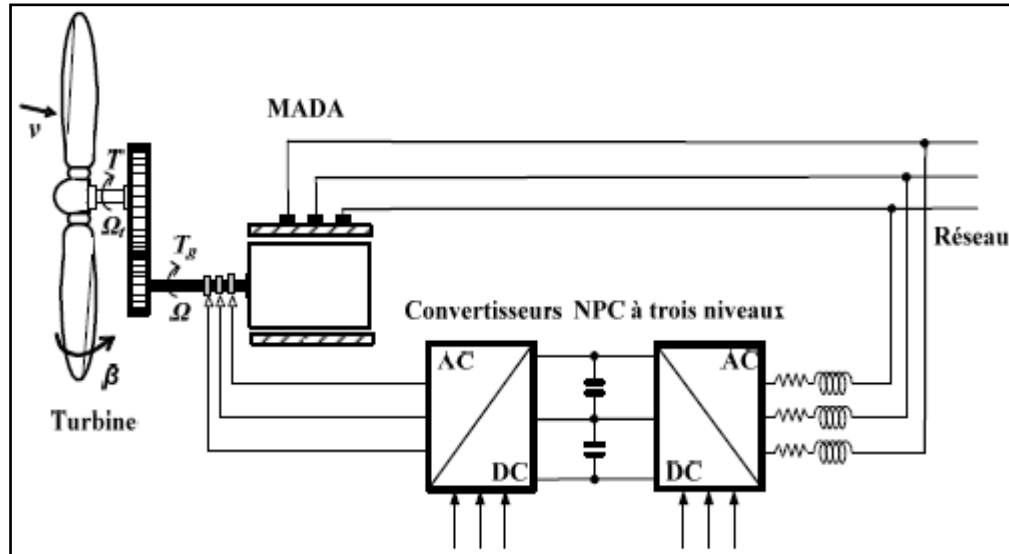


Figure 1.13 : Structure d'une éolienne à base de MADA en utilisant un convertisseur NPC multi niveaux [13].

L'entreprise « Gamesa » a mis en place un convertisseur de 4-5 MW composé de six modules, dont chacun est mis en œuvre avec des transistors IGBT à basse tension. Chaque module de convertisseur a son propre disjoncteur, filtres et unité de contrôle. La densité de puissance obtenue est de 0.58 MW/m^2 , à savoir 30% plus faible que celle des systèmes similaires fabriqués par ABB et VACON [13].

Afin d'augmenter la densité de puissance, ABB a développé le convertisseur PCS6000 pour cette technologie d'éolienne. Ce convertisseur (back-to-back), qui repose sur une architecture multi-niveaux NPC (figure 1.16), est dédié aux applications de moyenne tension (définies par 1-5 kV dans [14]) et d'une gamme de puissance qui atteint 8 MW.

Le rendement de ce convertisseur a atteint les 98% grâce aux thyristors IGCT utilisés qui sont conçus spécialement pour réduire les pertes de puissance par commutation [14]. Un autre convertisseur (back-to-back) multi-niveaux NPC « MV7000 » est commercialisé par la société « Convertteam » [15]. Celui-ci est conçu à base d'IGBT et sa gamme de puissance est similaire à celle du convertisseur PCS6000 fabriqué par ABB [15].

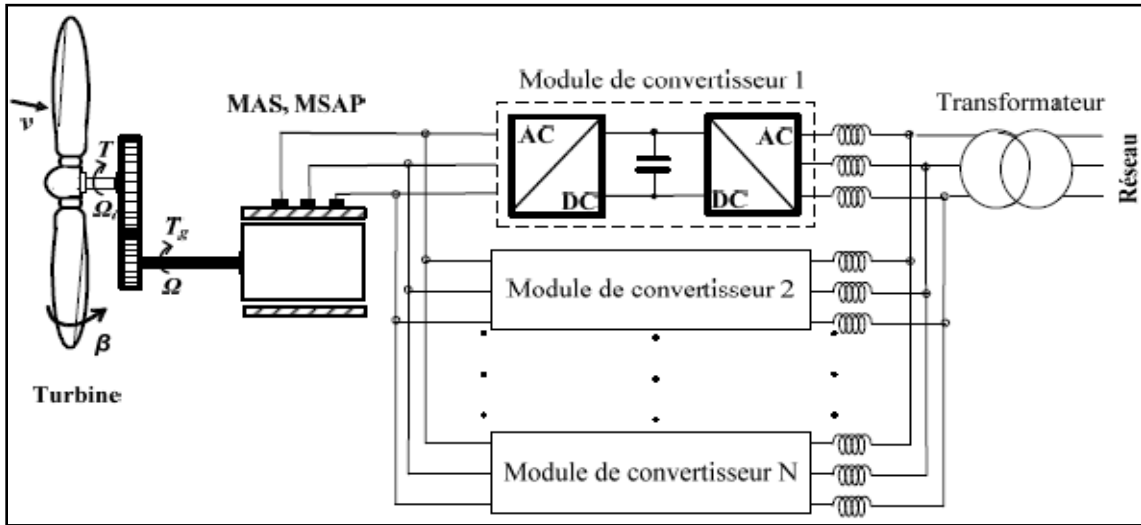


Figure 1.14 : Structure d'une éolienne à base de machine asynchrone à cage ou à aimant permanent en utilisant plusieurs modules de convertisseurs statiques à deux niveaux en parallèle, [13].

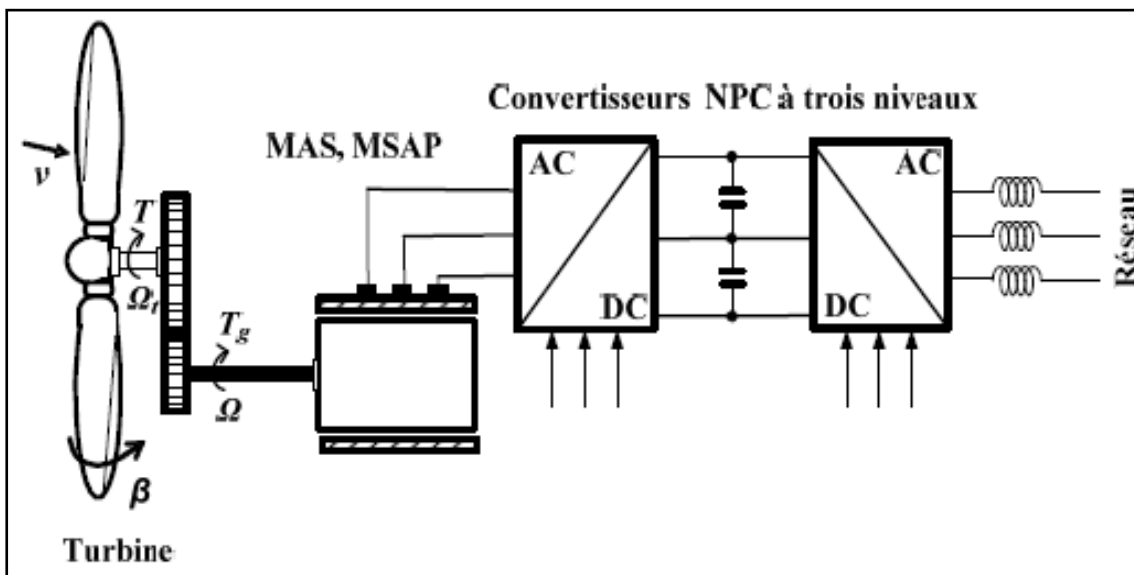


Figure 1.15 : Structure d'une éolienne à base de machine asynchrone à cage ou à aimant permanent en utilisant un convertisseur NPC multiniveaux [16].

1. 5.2 Intérêt des convertisseurs à multi-niveaux

Les convertisseurs à deux niveaux de tension permettent de transiter la puissance produite par les aérogénérateurs au réseau électrique basse tension par le biais du courant car la tension de sortie de ces convertisseurs est limitée par la tension de blocage de ses composants à semi-conducteurs. Une alternative, mentionnée précédemment, consiste à utiliser la structure modulaire des convertisseurs à deux niveaux de tension pour permettre le transit d'une puissance élevée en la partageant sur le nombre des convertisseurs (back-to-back) mis en parallèle. Cependant, plusieurs inconvénients sont présents, à savoir :

- L'impossibilité d'augmenter la puissance par le biais d'une tension plus élevée que la limite supportée par les composants à semi-conducteurs,
- La multiplication du nombre des convertisseurs (back-to-back) utilisés, ce qui implique l'augmentation du nombre d'interrupteurs et implique une configuration coûteuse,
- L'augmentation des pertes par commutation, ce qui réduit ainsi le rendement de l'éolienne,
- La multiplication des filtres de connexion au réseau ce qui entraîne une solution encombrante,
- La nécessité d'ajouter un transformateur élévateur pour se connecter aux réseaux de moyenne ou haute tension,
- Et l'augmentation des pertes dans les lignes à cause du fort courant traversant celles-ci.

La meilleure solution pour augmenter la puissance transitée par les convertisseurs est l'établissement d'un compromis entre performance et prix. Les avantages que procure cette solution sont :

- L'augmentation de la puissance par le biais de la tension car la tension de blocage de chaque interrupteur correspond à la moitié de la tension du bus continu [17],
- La possibilité de connexion aux réseaux de moyenne tension grâce à l'augmentation de la tension de sortie des convertisseurs en éliminant ainsi le transformateur élévateur de couplage.
- La réduction de l'ondulation de courant en choisissant des convertisseurs avec un nombre élevé de niveaux de tension (figure1.16) [18].

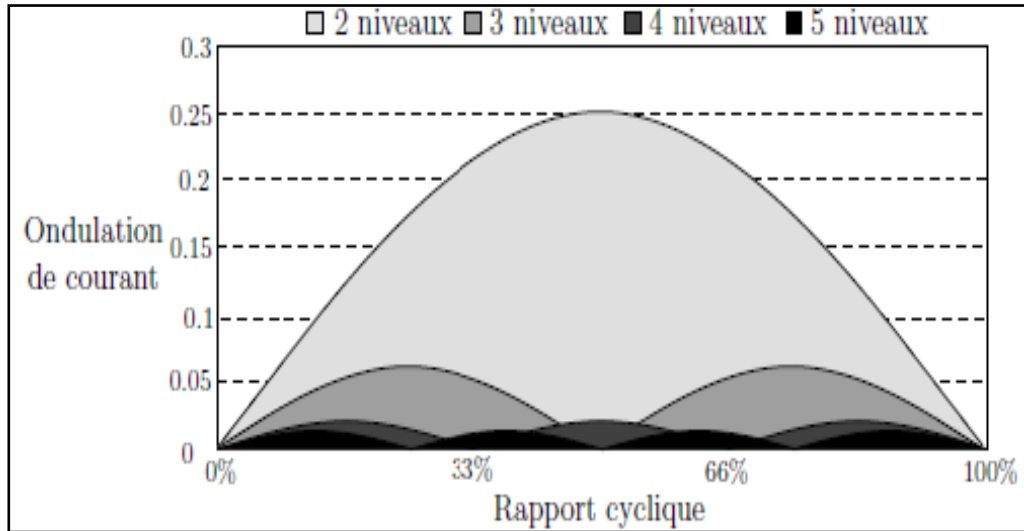


Figure. 1. 16 : Ondulation du courant en fonction du rapport cyclique pour différents convertisseurs à multi-niveaux [19].

1. 5.2.1. Utilisation de n convertisseurs à deux niveaux

L'ensemble des points (P_c, Q_c) de fonctionnement pour la connexion d'un convertisseur au réseau est donné par :

$$p_c^2 + (Q_c - Q_0)^2 = (m_{cret} S_{cMAX})^2 \quad (1.1)$$

Avec :

$$Q_0 = \frac{3Vg^2_{eff}}{L_f \omega} \quad (1.2)$$

et

$$S_{cmax} = \sqrt{\frac{3}{2}} v_{c1} \frac{3Vg^2_{eff}}{L_f \omega} \quad (1.3)$$

S_{cmax} est la puissance apparente maximale du convertisseur. Elle représente le rayon d'un cercle de centre $(0, Q_0)$.

m_{cret} est le coefficient de réglage en tension dont la valeur maximale est égale à 1,

v_{c1} est la tension aux bornes du condensateur du bus continu,

Vg_{eff} est la valeur efficace de la tension du réseau,

L_f est l'inductance du filtre placé entre le convertisseur et le réseau.

Un fonctionnement à facteur de puissance unitaire sera obtenu mais seulement pour une puissance active transitée comprise entre $-P_1$ et $+P_1$ avec :

$$P_1 = S_{c_{\max}} \sqrt{1 - \frac{Q_0^2}{S_{c_{\max}}^2}} \quad (1.4)$$

En utilisant n convertisseurs à deux niveaux pour connecter n générateurs de même puissance, la puissance active maximale est également multipliée par n :

$$P_{1_global} = nP_1 = n S_{c_{\max}} \sqrt{1 - \frac{Q_0^2}{S_{c_{\max}}^2}} \quad (1.5)$$

1. 5.2.2. Convertisseur (n+1) niveaux

Le bus continu d'un convertisseur à $(n+1)$ niveaux est composé de n condensateurs. La tension du bus continu est donc multipliée par n par rapport à un convertisseur à deux niveaux. Le lieu des points (P_c, Q_c) de fonctionnement pour la connexion de ce convertisseur est donné par :

$$P_c^2 + (Q_c - Q_{0n})^2 = (m_{cret} S_{cnMAX})^2 \quad (1.6)$$

Avec:

$$Q_{0n} = n \frac{3Vg_{eff}^2}{L_f \omega} = nQ_{0n} \quad (1.7)$$

Et

$$S_{cn \max} = \sqrt{\frac{3}{2}} n v_{c1} \frac{n V g_{eff}^2}{L_f \omega} = n^2 S_{c_{\max}} \quad (1.8)$$

Avec un onduleur à $(n+1)$ niveaux, on peut transiter une puissance active à facteur de puissance unitaire n fois supérieure à celle transitée en utilisant n onduleurs à deux niveaux, à savoir

$$P_{1n_global} = n^2 P_1 = n S c_{\max} \sqrt{1 - \frac{Q_{0n}^2}{S_{c\max}^2}} \geq n P_{1n_global} \quad (1.9)$$

Les futurs convertisseurs statiques doivent adapter leur puissance à celle des aérogénérateurs à grande puissance nominale (5 à 10 MW).

En effet, des travaux de recherche récents ont déjà démontré la possibilité d'augmenter la densité de puissance. En effet, l'industrie des futurs convertisseurs repose sur le compromis performances-prix. Deux créneaux de recherche et de développement sont envisageables. Le premier consiste à développer de nouveaux composants de puissance qui peuvent augmenter la densité de puissance, à titre d'exemple « le transistor IGBT à inversion de conduction (reverse-conducting bimode IGBT) » qui permet d'augmenter la densité de puissance jusqu'à 50% [19]. Le second repose sur le développement de nouvelles topologies de convertisseurs. Dans ce contexte, il s'agit d'un convertisseur hybride à cinq niveaux, testé à une puissance de 6 MW [19] et dont le but est d'augmenter la densité de puissance.

1. 6. Etat de l'art en Algérie

Plusieurs études ont été effectuées dans le domaine de l'énergie éolienne en Algérie. Parmi elles, celles relatives au potentiel énergétique éolien, aux systèmes et machines éoliennes et enfin celle sur l'aérodynamique.

1. 6.1 Travaux sur le gisement éolien

En 1999, M. Hammouche a établi le premier atlas de vent de l'Algérie [20] qui consistait en une série de résultats tabulés des vitesses moyennes mensuelles et journalières de 37 sites. Lieux d'installation des stations météorologiques. Ce travail a été suivi par celui de N. Kasbadji Merzouk en 2006, qui a évalué les potentialités énergétiques éoliennes de l'Algérie en réalisant la premier Atlas vent de l'Algérie et en produisant les paramètres de Weibull pour 42 sites algériens, [21]

1. 6.2 Travaux sur les systèmes éoliens et l'aérodynamique

Les principaux travaux effectués sur l'aérodynamique, sont ceux d'O. Guerri en 2007, basés sur la détermination des caractéristiques aérodynamique de pales éoliennes [22].

S. Diaf, en 2008, a étudié et analysé un système hybride photovoltaïque/éolien utilisé pour l'alimentation d'une charge dans un site isolé en Algérie [23]. Ce travail a été suivi par celui de

S. Belakehal, en 2010 qui a son tour a analysé un système hybride (solaire et éolienne) couplé à des convertisseurs d'adaptation et de conversion de diverses formes d'énergie électrique avec une application sur un site isolé en utilisant les machines à aimants permanents (MSAP) [24] à été établie.

L'étude de L. Zarour en 2010 porte sur un système hybride d'énergie (photovoltaïque- éolien), non connecté au réseau électrique, utilisé pour le pompage. L'auteur s'est particulièrement intéressé au suivi du point de puissance maximum (MPPT) pour les deux sources d'énergie [25].

En 2011, D. Saheb a réalisé une étude technique et économique d'un système hybride éolien/photovoltaïque en comparant les contraintes techniques et financières relatives à chacun des systèmes et cela dans plusieurs zones climatiques algériennes [26].

Une étude similaire a été établi par A. Kaabeche en 2012 qui a évalué et analyser une étude technico - économique d'un système hybride PV/éolien/ chaine hydrogène et comparé les résultats avec un système hybride PV/éolien classique utilisant les accumulateurs électrochimiques pour le stockage [27].

De son côté, M. Hacil, 2012 a montré que les filtres actifs de puissance ont de meilleures performances de compensation que les filtres passifs conventionnels. Il a déduit que la machine asynchrone à double alimentation (MADA), utilisée dans un système éolien peut fonctionner d'une manière similaire à un transformateur dont le rapport de transformation dépend de la vitesse [28].

Enfin, L. Abdelhamid, en 2012 a évalué l'impact des énergies renouvelables sur l'environnement et le développement durable, et cela grâce à l'établissement d'une l'étude comparative de la centrale hybride de Hassi R'mel et la centrale conventionnelle de Tilghemt. Il a étudié aussi la commande d'une éolienne de 1.5 MW basée sur une machine asynchrone à cage, couplée au réseau [29].

1. 7 Conclusion

Dans ce chapitre, les types des aérogénérateurs ainsi que les différents constituants d'un aérogénérateur à vitesse variable ont été décrits. Les deux technologies des éoliennes à savoir les éoliennes à vitesse fixe et celles à vitesse variable ont été présentées. Deux technologies d'éoliennes de grande puissance les plus couramment installées, ont été exposées en soulignant leurs capacités de réglage de la puissance générée. La première porte sur l'utilisation des machines commandée par le stator à savoir la machine asynchrone à cage et synchrone à aimant permanent. Une interface d'électronique de puissance, constituée de deux convertisseurs statiques, est utilisée. Ces derniers sont dimensionnés dans ce cas pour transiter la pleine puissance produite par l'éolienne. Un intérêt particulier a été consacré à la technologie d'éoliennes basée sur la machine asynchrone à double alimentation. Cette technologie permet de réduire le dimensionnement des convertisseurs statiques à 30 % en véhiculant seulement la puissance de glissement. En outre, elle permet un réglage de la puissance réactive.

Les convertisseurs utilisés pour les éoliennes de grande puissance ont été aussi énumérés dans ce chapitre en soulignant l'intérêt particulier d'utiliser les convertisseurs multi-niveaux pour la conversion éolienne.

1. 8 Références bibliographiques

- [1] M. Rapin, J.M. Noël, « Energie Eolienne, principe - Etude de cas», Dunod, ISBN : 978-2-10-050801-3, 2010.
- [2] B. Paluch, « Introduction à l'énergie éolienne », Revue REE, No.5, pp. 35-50, Mai 2005.
- [3] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, «Aérogénérateurs électriques», Techniques de l'ingénieur, D3960, 2004.
- [4] N. Laverdure, D. Roye, S. Bacha, R. Belhomme, « Technologie des systèmes éoliens. Intégration dans les réseaux électriques », Revue 3EI, no. 39, pp. 14-25, décembre 2004.
- [5] B. Francois, B. Robyns, E. De Jaeger, F. Minne, « Technologies d'éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension », Revue REE, no. 5, pp 65-74, Mai 2005.
- [6] B. Robyns, A. Davigny, « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », Revue J3Ea, vol. 5, Hors Série 1, EDP Science, 2006.
- [7] F. Poitiers, «Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne»,Thèse de doctorat, université de Nantes, France, 2003.
- [8] S. El Aimani, B. François, B. Robyns, F. Minne, « Modeling and Simulation of Doubly Fed Induction Generators for Variable Speed Wind Turbines integrated in a Distribution Network», 10th European Conference on Power Electronics and Applications : (EPE 2003), Toulouse, France, CD, ISBN 90- 75815-07-7, 2 – 4 September 2003.
- [9] L. Peng, «Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension», Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [10] M. Liserre, R. Cárdenas, M. Molinas, J. Rodríguez, «Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks», IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 58, no. 4, pp.1081–1095, April 2011.
- [11] A. Faulstich, J. K. Stinke, and F. Wittwer, «Medium voltage converter for permanent magnet wind power generators up to 5 MW», 9th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2005), Germany, 2005.

- [12] B. Andresen and J. Birk, «A high power density converter system for the Gamesa G10x 4.5 MW Wind turbine», 12th European conference on power electronics and applications (EPE 2007), Aalborg, Denmark, September 2007.
- [13] R. Cardenas, R. Pena, G. Tobar, J. Clare, P. Wheeler, and G. Asher, «Stability analysis of a wind energy conversion system based on a doubly fed induction generator fed by a matrix converter», IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 56, no. 10, pp. 4194 – 4206, October 2009.
- [14] R. Pena, R. Cardenas, E. Reyes, J. Clare, and P. Wheeler, «A topology for multiple generation system with doubly fed induction machines and indirect matrix converter», IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 56, no. 10, pp. 4181–4193, October 2009.
- [15] G. Abad, M. A. Rodriguez, and J. Poza, «Three-level NPC converter based predictive direct power control of the doubly fed induction machine at low constant switching frequency», IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 55, no. 12, pp. 4417–4429, December 2008.
- [16] T. Ghennam, EM. Berkouk, «Back-to-back three-level converter controlled by a novel space-vector hysteresis current control for wind conversion systems», Electric Power System Research, Elsevier, vol. 10, no. 5, pp 444-455, 2010.
- [17] J. Birk and B. Andresen, «Parallel-connected converters for optimizing efficiency, reliability and grid harmonics in a wind turbine», 12th European conference on power electronics and applications (EPE 2007), Aalborg, Denmark, September 2007.
- [18] A. Shukla, A. Ghosh, A. Joshi, «Hysteresis current control operation of flying capacitor multilevel inverter and its application in shunt compensation of distribution systems», IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 22, no. 1, pp 396–405, January 2007.
- [19] F. Defay, «Commande prédictive directe d'un convertisseur multicellulaire triphasé pour une application de filtrage actif», Thèse de doctorat, université de Toulouse, 2008.
- [20] Hammouche R., « Atlas Vent de l'Algérie/ONM ». Office des Publications Universitaires (OPU), Alger 1990.

- [21] N. Kasbadji Merzouk, « Evaluation du gisement énergétiques éolien, contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie», Thèse de doctorat, université de Tlemcen, Algérie, 2006.
- [22] O. Guerri, « Contribution a la détermination des caractéristiques aérodynamiques des profils d'ailes, application aux rotors éoliens », Thèse de doctorat, université de Blida, Algérie, 2007.
- [23] S. Diaf, « Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé », Thèse de doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008.
- [24] B. Soltane, « Conception et Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables », Thèse de doctorat de l'université de Constantine, Algérie, 2010.
- [25] Z. Laid, «Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau», Thèse de doctorat de l'université de Constantine, Algérie, 2010.
- [26] D. Saheb Koussa, «Etude technique, économique et environnementale des systèmes décentralisés connectés au réseau électrique », Thèse de doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2011.
- [27] A. Kaabeche, «Etude comparative entre le stockage à hydrogène et les batteries au plomb dans un système hybride (Photovoltaïque / Eolien) autonome», Thèse de doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2012.
- [28] M. Hacil, « Amélioration des Performances des Energies Eoliennes », Thèse de doctorat, université de Constantine, Algérie, 2012.
- [29] A. Lilia, « Contribution à l'Amélioration des Performances des Générateurs Eoliens - Evaluation de l'Impact des Energies Renouvelables sur l'Environnement», Thèse de doctorat, université de Batna, Algérie, 2012.

CHAPITRE 2
MAXIMISATION DE L'ENERGIE
EOLIENNE DE MOYENNE PUISSANCE

2.1 Introduction

La MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui signifie la maximisation de la puissance extraite, est un facteur primordial qui a pour rôle essentiel l'amélioration du rendement d'un système éolien. Les systèmes éoliens ont des puissances (grandeurs de sortie) variables car leurs grandeurs d'entrées sont variables, pour cela un algorithme d'MPPT qui suit la puissance maximale est indispensable.

En effet, les performances d'une éolienne dépendent essentiellement de trois paramètres : la puissance du vent, la courbe de puissance de la turbine et l'habilité de la génératrice à répondre aux fluctuations du vent [1]. Ce chapitre est dédié à l'étude d'MPPT d'un système éolien de caractéristique $P = f(\Omega)$. Pour ce faire, en premier lieu la génératrice asynchrone a double alimentation est modélisée ainsi que le convertisseur NPC a trois niveaux. Par la suite sont expliquées les différentes stratégies permettant la maximisation de la puissance. Une simulation est effectuée suivant les différentes stratégies exposées et les résultats de simulation obtenue conformément à la structure (figure 2.1)

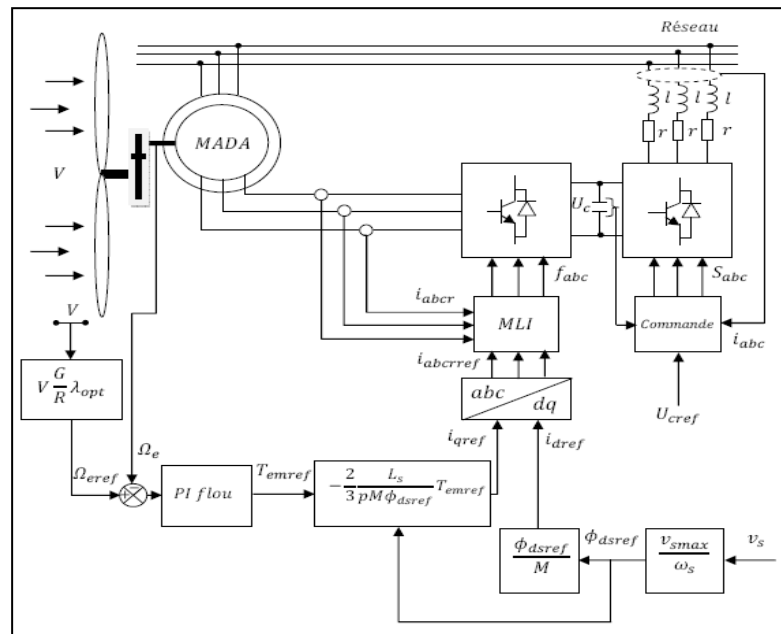


Figure 2.1 : Structure générale étudiée [2].

2.2 Modélisation de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

Afin d'établir la modélisation de la machine asynchrone à double alimentation (MADA), nous allons déterminer le modèle d'une machine asynchrone à rotor bobiné est déterminé. Ce modèle sera établi de la même manière que le modèle de la machine asynchrone à cage avec comme différence l'existence de tensions rotoriques non nulles (figure 2.2) [3].

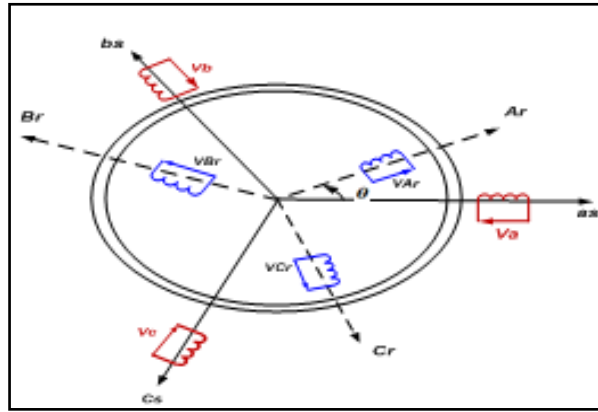


Figure 2.2 : Représentation de la MADA [3].

La machine asynchrone à double alimentation (MADA), avec la répartition de ses enroulements et sa géométrie propre est très complexe pour se prêter à une analyse tenant compte de sa configuration exacte. Afin d'établir un modèle simple, la mise en équations impose certaines hypothèses simplificatrices [3], qui sont :

- La machine est de constitution symétrique.
- Le circuit magnétique est parfaitement feuilleté au stator et au rotor (seuls les enroulements sont parcourus par des courants) et que la densité de courant peut être considérée comme uniforme dans la section des conducteurs élémentaires (absence d'effet pelliculaire).
- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température.
- Le circuit magnétique n'est pas saturé. Condition nécessaire pour considérer les flux comme fonction linéaire des courants.
- La force magnétomotrice créée par chacune des phases statoriques et rotoriques est à répartition sinusoïdale.
- L'entrefer est d'épaisseur uniforme et l'effet d'encoche est négligé. Les inductances propres sont constantes et les inductances mutuelles sont des fonctions sinusoïdales de l'angle entre les axes rotoriques et statoriques.

Avec les hypothèses citées ci-dessus, les équations des tensions des phases statoriques et rotoriques qui décrivent le fonctionnement de la machine s'écrivent comme suit [3, 4] :

La loi de Faraday [4] :

$$V = RI + \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

D'où les tensions rotorique et statorique sont données comme suit :

$$\begin{cases} [\mathbf{V}_s] = [\mathbf{R}_s][\mathbf{I}_s] + \frac{d}{dt}[\boldsymbol{\varphi}_s] \\ [\mathbf{V}_r] = [\mathbf{R}_r][\mathbf{I}_r] + \frac{d}{dt}[\boldsymbol{\varphi}_r] \end{cases} \quad (2.2)$$

Avec :

$$[\mathbf{V}_s] = \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix}, [\mathbf{I}_s] = \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix}, [\mathbf{V}_r] = \begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix}, [\mathbf{I}_r] = \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix}$$

$$[\mathbf{R}_s] = \begin{bmatrix} R_{as} & 0 & 0 \\ 0 & R_{bs} & 0 \\ 0 & 0 & R_{cs} \end{bmatrix}, [\mathbf{R}_r] = \begin{bmatrix} R_{ar} & 0 & 0 \\ 0 & R_{br} & 0 \\ 0 & 0 & R_{cr} \end{bmatrix}, [\boldsymbol{\varphi}_s] = \begin{bmatrix} \varphi_{as} \\ \varphi_{bs} \\ \varphi_{cs} \end{bmatrix}, [\boldsymbol{\varphi}_r] = \begin{bmatrix} \varphi_{ar} \\ \varphi_{br} \\ \varphi_{cr} \end{bmatrix}$$

Avec : $V_s, V_r, I_s, I_r, \varphi_s, \varphi_r$: Tensions, courants et flux statoriques et rotoriques.

Les flux sont donnés par :

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{\varphi}_s \\ \boldsymbol{\varphi}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\mathbf{L}_{ss}] & [\mathbf{M}_{sr}] \\ [\mathbf{M}_{rs}] & [\mathbf{L}_{rr}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_s \\ \mathbf{i}_r \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\text{Avec : } [\mathbf{l}_{ss}] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix}; [\mathbf{l}_{rr}] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix}$$

L_s, L_r : Inductances de fuites des statoriques et rotoriques, M_s, M_r : inductances mutuelles.

La matrice des inductances mutuelles (matrice de couplage rotor-stator) s'écrit :

$$[\mathbf{M}_{sr}] = [\mathbf{M}_{rs}]^t = M_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

En remplaçant (2.2) dans (2.1), on obtient le système suivant :

$$\begin{cases} [\mathbf{V}_s] = [\mathbf{R}_s][\mathbf{i}_s] + \frac{d}{dt}([\mathbf{l}_{ss}][\mathbf{i}_s] + [\mathbf{M}_{sr}][\mathbf{i}_r]) \\ [\mathbf{V}_r] = [\mathbf{R}_r][\mathbf{i}_r] + \frac{d}{dt}([\mathbf{l}_{rr}][\mathbf{i}_r] + [\mathbf{M}_{rs}][\mathbf{i}_s]) \end{cases} \quad (2.5)$$

Le couple électromagnétique est donné par l'expression générale suivante :

$$\mathbf{C}_{em} = \mathbf{P}[\mathbf{I}_s]^t \frac{d}{d\theta}([\mathbf{M}_{sr}][\mathbf{I}_r]) \quad (2.6)$$

Donc, l'équation mécanique de la machine s'écrit :

$$\frac{d\Omega_r}{dt} = \frac{1}{J}(\mathbf{C}_{em} - \mathbf{C}_r - f_r \cdot \Omega) \quad (2.7)$$

La résolution analytique dans ce repère est très difficile car le système d'équations est à coefficients variables en fonction de θ (angle de rotation de la machine).

2.2.1 Modèle de la MADA dans le repère de PARK

La transformation de PARK est une transformation triphasée – diphasée, suivie d'une rotation. Elle permet de passer du repère abc vers le repère $\alpha\beta$ puis vers le repère dq . Le repère $\alpha\beta$ est toujours fixe par rapport au repère abc ; par contre le repère dq est mobile. Il forme avec le repère fixe $\alpha\beta$ un angle qui est appelé l'angle de la transformation de PARK ou angle de PARK.

La transformation de PARK est un outil mathématique qui a permis la simplification des équations des machines électriques triphasées. Elle permet de passer d'un système triphasé alternatif à un système diphasé (repère d, q) continu (figure 2.3) [5, 6].

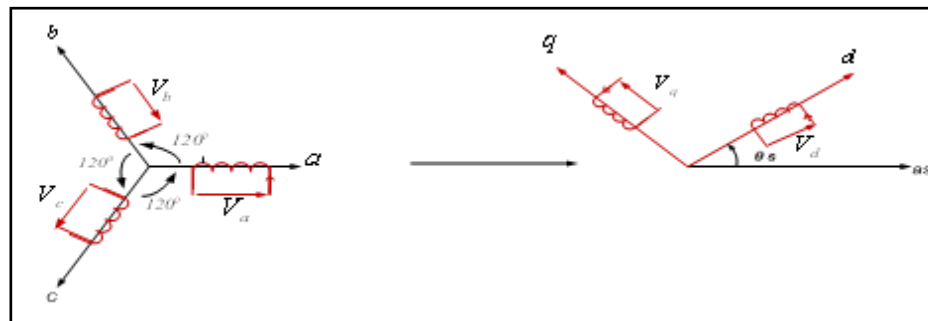


Figure 2.3 : Repère référentiel de PARK [5].

Les repères de la transformation de PARK des grandeurs statoriques et ceux des grandeurs rotoriques doivent coïncider pour simplifier les équations. Ceci se fait en liant les angles θ_s et θ_r par la relation : $\theta_s = \theta + \theta_r$.

La matrice de transformation est définie par :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

L'angle θ est au choix de l'utilisateur et peut dépendre du temps. Le fait que $[P(\theta)]$ soit orthonormée implique que son inverse est égale à sa transposée.

$$[P(\theta)]^{-1} = [P(\theta)]^t$$

La transformation de PARK permet de simplifier certaines équations qui dépendent du temps et de l'espace, les grandeurs variables deviennent des grandeurs constantes et indépendantes de la position rotorique. L'application de la transformation de PARK sur les enroulements statoriques et rotoriques conduit à l'écriture des équations du système comme élaborées ci-dessous.

Les tensions, courants et les flux se transforment de la manière suivante :

$$\begin{cases} [\mathbf{V}_{s(dq)}] = [\mathbf{P}(\theta_s)][\mathbf{V}_{s(abc)}] \\ [\mathbf{V}_{r(dq)}] = [\mathbf{P}(\theta_s - \theta)][\mathbf{V}_{r(abc)}] \end{cases} \quad (2.9)$$

$$\begin{cases} [\mathbf{I}_{s(dq)}] = [\mathbf{P}(\theta_s)][\mathbf{I}_{s(abc)}] \\ [\mathbf{I}_{r(dq)}] = [\mathbf{P}(\theta_s - \theta)][\mathbf{I}_{r(abc)}] \end{cases} \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} [\boldsymbol{\phi}_{s(dq)}] = [\mathbf{P}(\theta_s)][\boldsymbol{\phi}_{s(abc)}] \\ [\boldsymbol{\phi}_{r(dq)}] = [\mathbf{P}(\theta_s - \theta)][\boldsymbol{\phi}_{r(abc)}] \end{cases} \quad (2.11)$$

Dans ces conditions de fonctionnement en mode non dégradé, les flux d'axes d et q sont simplement définis par les trois paramètres constantes L_s , L_r , M , et reliés aux courants par la relation:

$$\begin{cases} \Phi_{ds} = L_s I_{ds} + M I_{dr} \\ \Phi_{qs} = L_s I_{qs} + M I_{qr} \\ \Phi_{dr} = L_r I_{dr} + M I_{ds} \\ \Phi_{qr} = L_r I_{qr} + M I_{qs} \end{cases} \quad (2.12)$$

Avec :

$L_s = l_s - M_s$: Inductance cyclique statorique.

$L_r = l_r - M_r$: Inductance cyclique rotorique.

$M = \frac{3}{2} M_{sr}$: Mutuelle cyclique entre rotor-stator.

En remplaçant les équations (2.2) dans les équations des tensions (2.9), on aura :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{ds} \\ \mathbf{V}_{qs} \\ \mathbf{V}_{dr} \\ \mathbf{V}_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + L_s \frac{d}{dt} & -\omega_s L_s & M \frac{d}{dt} & -\omega_s M \\ \omega_s L_s & R_s + L_s \frac{d}{dt} & \omega_s L_s & M \frac{d}{dt} \\ M \frac{d}{dt} & -(\omega_s - \omega_r)M & R_r + L_r \frac{d}{dt} & -(\omega_s - \omega_r)L_r \\ (\omega_s - \omega_r)M & M \frac{d}{dt} & (\omega_s - \omega_r)L_r & R_r + L_r \frac{d}{dt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Avec : $\Omega_s = \frac{\omega_s}{p}$ et $\omega_s = \frac{d\theta_s}{dt}$ $\omega_s - \omega_r = \frac{d\theta}{dt}$

$$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt} \quad \omega = p\Omega = \frac{d\theta}{dt} \quad \begin{cases} \omega_e = \frac{d\theta_e}{dt} \\ \omega = \frac{d\theta}{dt} \end{cases} \quad \theta_e = \theta_s = \theta + \theta_r$$

L'équation du couple électromagnétique s'écrit :

$$C_{em} = \frac{pM}{L} (\Phi_{qs} i_{dr} - \Phi_{ds} i_{qr}) \quad (2.14)$$

Les équations de la machine peuvent être exprimées dans différents référentiels, le choix d'un référentiel se fait selon le problème étudié. Donc il est plus intéressant d'écrire les équations dans un référentiel lié soit à l'une des armatures, soit au champ tournant, selon les objectifs de l'application.

➤ **Référentiel lié au stator ($\theta_s = 0$)**

$$\frac{d\theta_e}{dt} = \frac{d\theta_s}{dt} = 0 \quad \frac{d\theta_r}{dt} = -\frac{d\theta}{dt} = -\omega$$

Ce référentiel est le mieux adapté pour travailler avec les grandeurs instantanées. Il est utilisé en vue d'étudier les variations importantes de la vitesse de rotation [7].

➤ **Référentiel lié au rotor ($\theta_r = 0$)**

Ce référentiel est caractérisé par $\omega = \omega_e$. Il est intéressant dans l'étude des régimes transitoires où la vitesse est supposée constante. Il se traduit par la condition :

$$\frac{d\theta_r}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\theta_e}{dt} = \omega$$

➤ **Référentiel lié au champ tournant**

Ce référentiel est caractérisé par $\omega_e = \omega_s$. Dans ce cas les grandeurs statoriques et rotoriques sont connues en régime permanent. Il est donc préférable de travailler dans ce repère lors d'une étude de la commande des machines.

Le modèle de la machine asynchrone à double alimentation s'écrit dans le repère de PARK lié au champ tournant comme suit :

$$\begin{cases} \begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} - \omega_s \varphi_{qs} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} + \omega_s \varphi_{ds} \end{cases} \\ \begin{cases} V_{dr} = R_r I_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi_{dr} - (\omega_s - \omega) \varphi_{qr} \\ V_{qr} = R_r I_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi_{qr} + (\omega_s - \omega) \varphi_{dr} \end{cases} \end{cases} \quad (2.15)$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} C_{em} = \frac{pM}{L_r} (\Phi_{dr} i_{qs} - \Phi_{qr} i_{ds}) \\ \frac{J}{P} \frac{d\omega}{dt} = (C_{em} - C_r - C_f) \end{cases} \quad (2.16)$$

Vu la nécessité de représenter le modèle non linéaire de la MADA, on forme d'équation d'état, nous allons choisir dans tout ce qui suivra, le vecteur $[\Phi_{ds}, \Phi_{qs}, i_{dr}, i_{qr}, \omega]^t$ comme vecteur d'état et les grandeurs V_{dr}, V_{qr} comme variable de commande, sera choisi dans but ce qui suit.,Après le calcul, nous aboutissons au système suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{di_{dr}}{dt} = -\gamma_r \cdot i_{dr} + (\omega_s - \omega) i_{qr} + \alpha_s \cdot \beta \cdot \Phi_{ds} - P \cdot \beta \cdot \Phi_{qs} - \beta \cdot V_{ds} + \left(\frac{1}{\sigma_r} \right) V_{dr} \\ \frac{di_{qr}}{dt} = -\gamma_r \cdot i_{qr} - (\omega_s - \omega) i_{dr} + \alpha_s \cdot \beta \cdot \Phi_{qs} + P \cdot \beta \cdot \Phi_{ds} - \beta \cdot V_{qs} + \left(\frac{1}{\sigma_r} \right) V_{qr} \\ \frac{d\Phi_{ds}}{dt} = -\alpha_s \cdot \Phi_{ds} + \omega_s \Phi_{qs} + \alpha_s \cdot M \cdot i_{dr} + V_{ds} \\ \frac{d\Phi_{qs}}{dt} = -\alpha_s \cdot \Phi_{qs} - \omega_s \Phi_{ds} + \alpha_s \cdot M \cdot i_{qr} + V_{qs} \\ \frac{d\omega}{dt} = p \frac{\mu}{J} (\Phi_{qs} \cdot i_{dr} - \Phi_{ds} \cdot i_{qr}) - \frac{f}{J} \omega - \frac{1}{j} C_r \end{array} \right. \quad (2.17)$$

Où les différents coefficients sont donnés par :

$$\alpha_s = \frac{R_s}{L_s} ; \sigma_r = L_r \left(1 - \frac{M^2}{L_s L_r} \right) ; \gamma_r = \frac{R_r}{\sigma_r} + \frac{R_s \cdot M^2}{L_s^2 \cdot \sigma_r} ; \beta = \frac{M}{L_s \cdot \sigma_r} ; \mu = \frac{3 \cdot M}{2 \cdot L_s}$$

La simulation de la MADA a été réalisée à l'aide du logiciel MATLAB/SIMULINK. Son modèle est basé sur les équations d'états obtenues avec la transformation de PARK (plan dq). Les résultats montrés sur les figures ci-dessous sont ceux obtenus pour le modèle d'une MADA, alimentée par un réseau sinusoïdal 690V et 50Hz.

Nous avons simulé la MADA alimentée par le réseau avec application d'un couple résistant de 9550 N.m entre deux instants 0.5 et 1.5s. Les résultats sont représentés dans la figure (2.4).

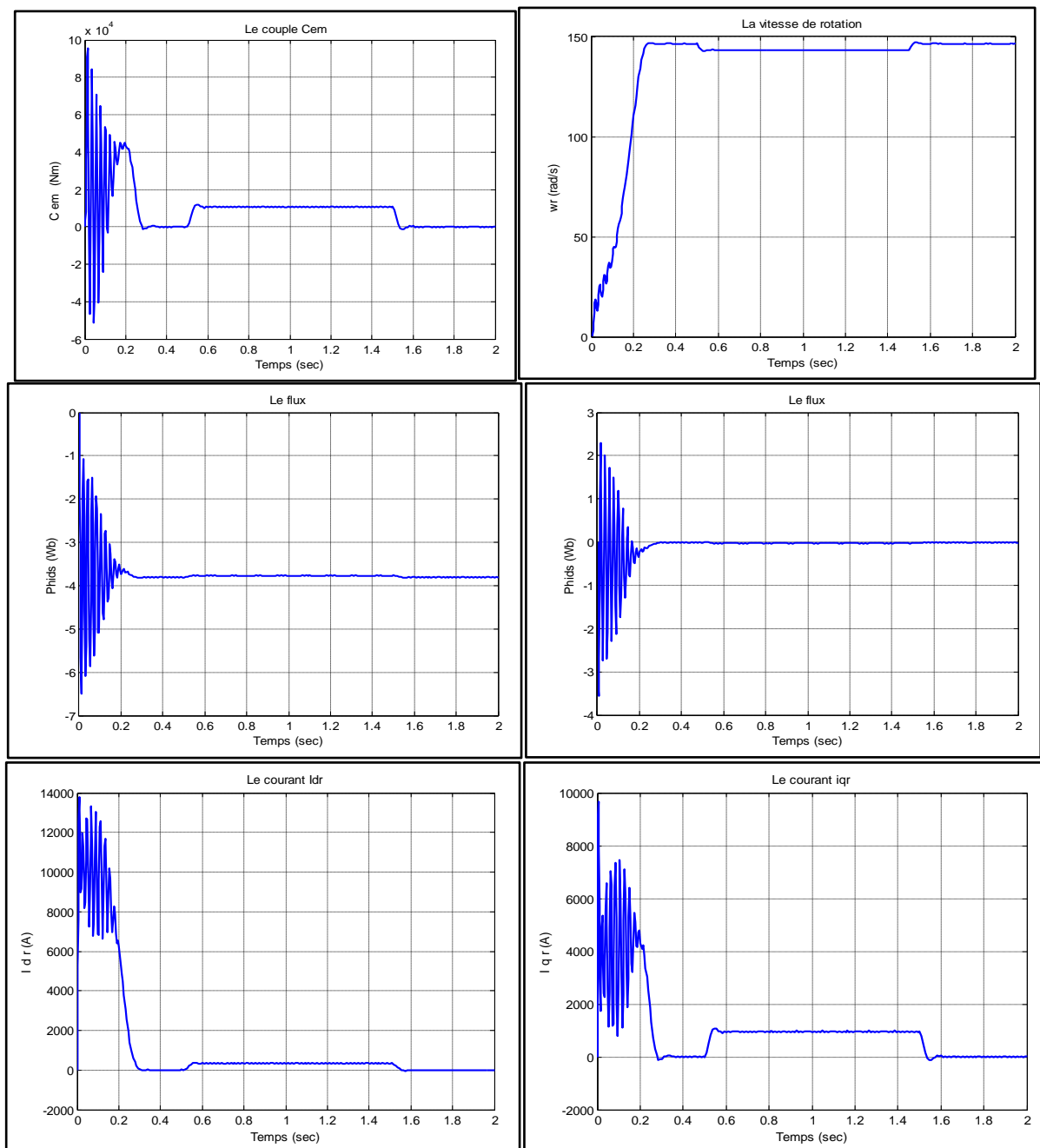


Figure 2.4 : Simulation de la MADA avec application d'un couple résistant.

On remarque que toutes les grandeurs de la machine en régime transitoire sont oscillatoires pendant une durée courte de 0.2 s, lorsque la vitesse de rotation à vide atteint une valeur proche de 150 rad/s, et l'hors de l'application d'un couple résistant de 9550 N.m, la vitesse diminue et le couple électromagnétique augmente. Les résultats montrent que les flux statoriques augmentent légèrement au moment de l'application de la charge.

2.3 Modélisation de l'onduleur triphasé à trois niveaux structure NPC

En général, les onduleurs de tension multi-niveaux peuvent être vus comme des synthétiseurs de tension, dans lesquels la tension de sortie est synthétisée à plusieurs niveaux de tension discrets. Les avantages de cette nouvelle génération d'onduleurs sont [8] :

- La tension des dispositifs existants peut être augmentée plusieurs fois sans complication au niveau des tensions statique et dynamique (les interrupteurs sont connectés en série).
- Les performances spectrales des formes d'ondes des grandeurs de sortie d'un onduleur multi-niveaux sont supérieures à celles d'un onduleur à deux niveaux.
- Les formes d'ondes des grandeurs de sorties d'un onduleur multi-niveaux limitent naturellement les problèmes des surtensions.

Dans notre cas, la modélisation et la commande de l'onduleur de tension triphasé à trois niveaux de type NPC (Neutral-Point-Clamped) c'est-à-dire une structure à point milieu, proposé pour la première fois en 1981 [8].

2.3.1 Structure de l'onduleur triphasé à trois niveaux

L'onduleur triphasé à trois niveaux à structure NPC présenté sur la figure (2.5), est constitué de trois bras symétriques constitués chacun de quatre interrupteurs montés en série, et de deux diodes qui permettent d'annuler la tension V_{km} . Chaque interrupteur est composé d'un interrupteur bi-commandable (transistor, GTO, IGBT,...) et d'une diode montée en tête bêche. Ce type d'onduleur est dit à trois niveaux de tension par bras ($+U_c, 0, -U_c$) [9].

Durant ce chapitre, les hypothèses suivantes sont adoptées:

- L'onduleur est alimenté par une source de tension au point milieu supposé idéal ($U_{c1}=U_{c2}=U_c$).
- La chute de tension aux bornes des interrupteurs est supposée négligeable.
- La charge est triphasée, couplée en étoile avec le neutre isolé.

D'où :

$$\begin{cases} I_A + I_B + I_C = 0 \\ V_A + V_B + V_C = 0 \end{cases} \quad (2.18)$$

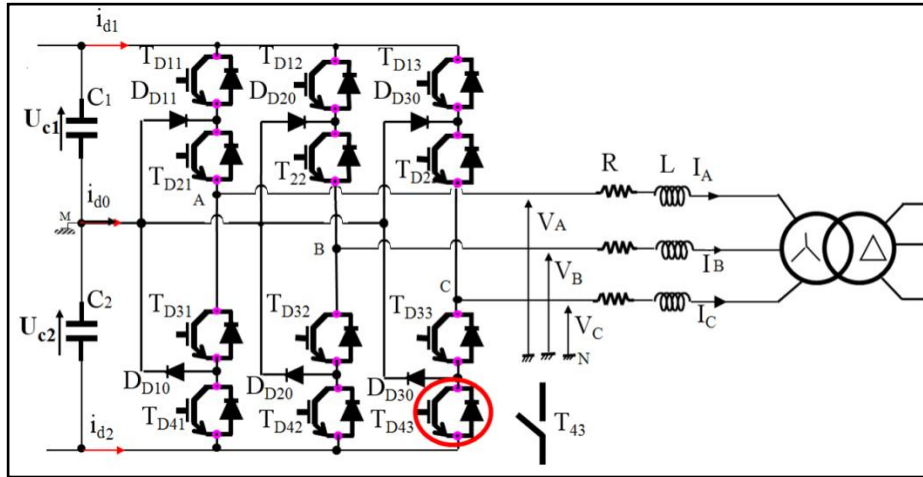


Figure 2.5 : Structure générale de l'onduleur à trois niveaux à structure NPC [9].

Pour décrire le fonctionnement de l'onduleur triphasé de type NPC, un seul bras (figure 2.5) est considéré. La structure de cet onduleur de tension consiste à créer un point milieu sur l'étage de tension continue tel que $U_{C1} + U_{C2} = E$, permettant de générer des créneaux d'amplitudes : $[-E/2, 0, E/2]$ dont la combinaison permet d'obtenir un fondamental plus proche de la sinusoïde qu'avec la structure classique à deux niveaux [10]. Le sens positif ou négatif des courants I_{d0} , I_{d1} et I_{d2} fixe le sens du transfert de l'énergie du convertisseur. Lorsque la source de tension est génératrice et la charge est réceptrice, le courant passe à travers les transistors. Lorsque le transfert d'énergie s'effectue de la charge vers la source d'entrée, ce sont les diodes antiparallèles qui assurent le passage du courant. L'ensemble de l'interrupteur (T) et la diode (D) peut être remplacé par un interrupteur bidirectionnel en courant.

L'analyse topologique d'un bras de l'onduleur à trois niveaux NPC montre qu'il existe cinq configurations possibles représentées sur la figure (2.6).

Les grandeurs électriques caractérisant chacune de ces configurations sont données dans le tableau (2.1). Avec V_k le potentiel du nœud K par rapport à l'origine des potentiels M . Pour la configuration E_0 , le potentiel V_k dépend de la charge de l'onduleur [11].

Tableau 2.1. Configurations électriques d'un bras d'onduleur à trois niveaux [11].

Configurations	Grandeurs électriques
E_0	$I_K=0$ (V_K dépend de la charge de l'onduleur)
E_1	$V_K=U_c$
E_2	$V_K=0$
E_3	$V_K=-U_c$
E_4	$V_K=0$

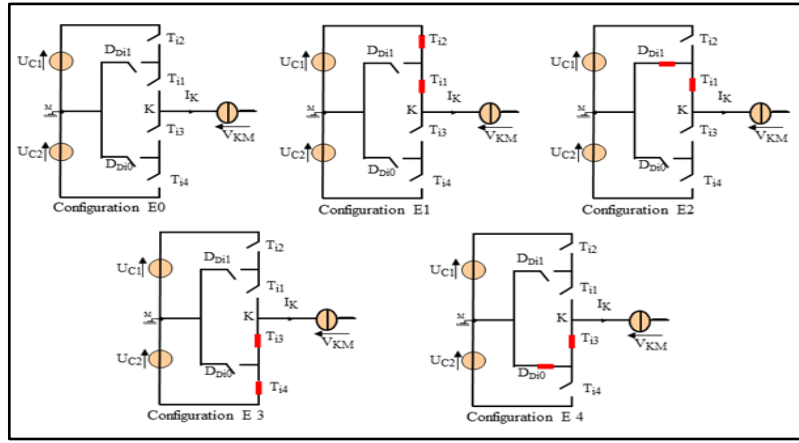


Figure 2.6 : Les différentes configurations possibles d'un bras d'onduleur à trois niveaux [11].

2.3.2 Modèle de la commande de l'onduleur à trois niveaux

Un convertisseur est dit en mode commandable, si les conditions de transition entre les différentes configurations dépendent uniquement de la commande externe des composants (commande des bases des semi-conducteurs) [12].

Pour l'onduleur à trois niveaux, cette condition de commandabilité implique que les transitions entre les configurations dépendent uniquement des commandes des transistors (commande externe). Pour la suite, cette condition est supposée toujours vérifiée.

Pour éviter la mise en conduction simultanée des quatre interrupteurs d'un seul bras, qui provoque un court-circuit et le risque de destruction des condensateurs et des composants semi-conducteurs, une commande complémentaire de l'onduleur qui assure un fonctionnement totalement commandable de ce dernier doit être réalisée.

La commande la plus optimale est la suivante [13] :

$$\begin{cases} B_{i1} = \overline{B}_{i4} \\ B_{i2} = \overline{B}_{i3} \end{cases} \quad (2.19)$$

Une fonction de connexion F telle que cette fonction vaut « 1 » si l'interrupteur est fermé, « 0 » dans le cas contraire est associée.

$$F_{ik} = \begin{cases} 1 & \text{si } TD_{ik} \text{ est fermé} \\ 0 & \text{si } TD_{ik} \text{ est ouvert} \end{cases} \quad (2.20)$$

i : numéro du bras $i \in \{1,2,3\}$, k : numéro de l'interrupteur $k \in \{1,2,3,4\}$.

Pour l'onduleur à trois niveaux, la fonction de connexion d'un demi-bras notée F_{imb} [11, 13], est définie

$$m = \begin{cases} 0 & \text{pour le demi-bras du bas} \\ 1 & \text{pour le demi-bras du haut} \end{cases} \quad (2.21)$$

Les fonctions de connexion des demi-bras s'expriment au moyen des fonctions de connexion des interrupteurs comme suit :

$$\begin{cases} F_{i1}^b = F_{i1} F_{i2} \\ F_{i0}^b = F_{i3} F_{i4} \end{cases} \quad (2.22)$$

Ce système d'équation montre que la fonction de connexion des demi-bras F_{im}^b vaut 1 si les deux interrupteurs sont fermés, 0 dans les autres cas.

Les potentiels aux nœuds A, B et C de l'onduleur par rapport au point milieu M s'expriment au moyen de fonctions de connexion des interrupteurs et des tensions d'entrée comme suit :

$$V_{KM} = F_{i1} \cdot F_{i2} \cdot U_{C1} - F_{i3} \cdot F_{i4} \cdot U_{C2} \quad (2.23)$$

$$\text{Avec : } k \in \{A, B, C\}, i \in \{1, 2, 3\}$$

En introduisant les fonctions de connexion des demi-bras de (2.22) dans (2.23), ce système d'équations s'écrit sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} F_{11}^b \\ F_{21}^b \\ F_{31}^b \end{bmatrix} U_{C1} - \begin{bmatrix} F_{10}^b \\ F_{20}^b \\ F_{30}^b \end{bmatrix} U_{C2} \right\} \quad (2.24)$$

D'après ce système (2.24), on peut déduire que l'onduleur à trois niveaux est une mise en série de deux onduleurs à deux niveaux.

Les courants d'entrée i_{d1} et i_{d2} sont exprimés en fonction des courants de charge i_1 , i_2 et i_3 par les relations suivantes :

$$\begin{cases} i_{d1} = F_{11}^b \cdot i_1 + F_{21}^b \cdot i_2 + F_{31}^b \cdot i_3 \\ i_{d2} = F_{10}^b \cdot i_1 + F_{20}^b \cdot i_2 + F_{30}^b \cdot i_3 \end{cases} \quad (2.25)$$

Le courant i_{d0} est lié aux courants de charge comme suit :

$$i_{d0} = (F_{11} \cdot F_{13}) i_1 + (F_{21} \cdot F_{23}) i_2 + (F_{31} \cdot F_{33}) i_3 \quad (2.26)$$

En utilisant les fonctions de connexion des demi-bras, cette relation devient :

$$i_{d0} = (1 - F_{11}^b - F_{10}^b) i_1 + (1 - F_{21}^b - F_{20}^b) i_2 + (1 - F_{31}^b - F_{30}^b) i_3 \quad (2.27)$$

Il existe plusieurs stratégies de commande des convertisseurs d'électronique de puissance et elles reposent toutes sur la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI). Cette technique consiste à comparer une onde de référence qui est l'image de l'onde de sortie visée, généralement sinusoïdal, avec une onde triangulaire dite porteuse. Les séquences de commutations des interrupteurs sont déterminées par l'intersection de l'onde de référence

avec la porteuse. Si la référence est sinusoïdale, deux paramètres suffisent pour caractériser la commande :

- L'indice de modulation "m" qui est défini comme étant le rapport de la fréquence de la porteuse f_m à la fréquence de la tension de référence f ($m = f_m/f$).
- Taux de modulation "r" qui est le rapport de l'amplitude de la tension de référence V_{ref} et celle de la porteuse U_m : ($r = V/U_m$).

Des différentes stratégies de commande ont été développées par différents auteurs pour les onduleurs multi-niveaux [12, 13, 14] :

- Commande triangle-sinusoïdale à deux porteuses bipolaires
- Modulation vectorielle utilisant deux porteuses en dent de scie

Vu l'avantage que présente la stratégie de commande MLI vectorielle (amélioré) par rapport aux autres stratégies (la zone linéaire est plus large) cette dernière est choisie pour l'étude de ce type d'onduleur [14].

La modulation vectorielle permet de suivre le vecteur de tension de référence et non pas chaque tension de référence de phase séparément comme elle permet également de repousser les harmoniques de tension vers les fréquences élevées, ce qui facilite le filtrage.

L'analyse de cette stratégie sera basée sur le spectre de fréquence, la longueur de la bande linéaire de réglage et le taux d'harmoniques des tensions de sortie.

Pour améliorer le taux d'harmoniques des tensions de sortie d'un onduleur à trois niveaux, deux porteuses bipolaires identiques déphasées d'une demi période $\frac{1}{2} f_p$ l'une de l'autre (f_p : fréquence des porteuses) sont utilisées.

Différentes porteuses sont possibles :

- Porteuse triangulaire unipolaire ou bipolaire.
- Porteuse en dents de scie unipolaire ou bipolaire.

La porteuse en dents de scie bipolaire permet un taux d'harmonique plus faible avec des harmoniques paires et impaires.

Dans cette partie, le cas de deux porteuses en dents de scie bipolaire est présenté.

Cette stratégie utilise la propriété que l'onduleur à trois niveaux est la mise en série de deux onduleurs à deux niveaux.

On définit à partir du vecteur de référence deux nouveaux vecteurs de référence V_{Sref1} et V_{Sref0}

$$\mathbf{V}_{sref} = (\mathbf{V}_{sref1} \mathbf{V}_{sref2} \mathbf{V}_{sref3})^T$$

Ces deux nouveaux vecteurs de référence sont définis par le système d'équations suivant :

$$V_{sref1} [i] = V_{sref}[i] + V_0$$

$$V_{sref0}[i] = V_{sref}[i] - V_0$$

Avec $i \in \{1, 2, 3\}$ et $s \in \{1, 2, 3, 4\}$

La tension V_0 est donnée par l'équation suivante :

$$V_0 = -\frac{[\max(V_{sref}) + \min(V_{sref})]}{2}$$

L'algorithme de la commande de la stratégie à deux porteuses pour l'onduleur à trois niveaux pour un bras i , peut être résumé en deux étapes [15]:

Etape 1 : la détermination des signaux intermédiaires V_{1iM} et V_{0iM}

$$\begin{cases} V_{srefl}[i] \geq U_{p1} \Rightarrow V_{1iM}[i] = U_{c1} \\ V_{srefl}[i] < U_{p1} \Rightarrow V_{1iM}[i] = 0 \end{cases} \quad (2.28)$$

$$\begin{cases} V_{sref0}[i] \geq U_{p2} \Rightarrow V_{0iM}[i] = 0 \\ V_{sref0}[i] < U_{p2} \Rightarrow V_{0iM}[i] = -U_{c2} \end{cases} \quad (2.29)$$

Avec : $U_{c1} = U_{c2} = E/2$

U_{p1} et U_{p2} sont les valeurs crête des deux porteuses.

Etape 2 : détermination du signal V_{iM} et des ordres de commande Bis des interrupteurs :

$$\begin{cases} V_{2M}[i] = 0 \Rightarrow B_{i1} = 1, B_{i2} = 0 \\ V_{2M}[i] = U_{c1} \Rightarrow B_{i1} = 1, B_{i2} = 1 \\ V_{2M}[i] = -U_{c2} \Rightarrow B_{i1} = 0, B_{i2} = 0 \end{cases} \quad (2.30)$$

La figure (2.7) montre la tension simple V_a et son spectre d'harmonique de l'onduleur à trois niveaux a structure NPC commandé par la modulation vectorielle avec deux porteuses, la tension d'entrer de l'onduleur est de 1600V.

Nous avons représenté sur la figure (2.7), la tension d'une phase de l'onduleur triphasé avec son spectre d'harmonique pour différentes valeurs de m ($m = 12, m = 15$ et $m = 24, m = 30$), $r = 0.8$.

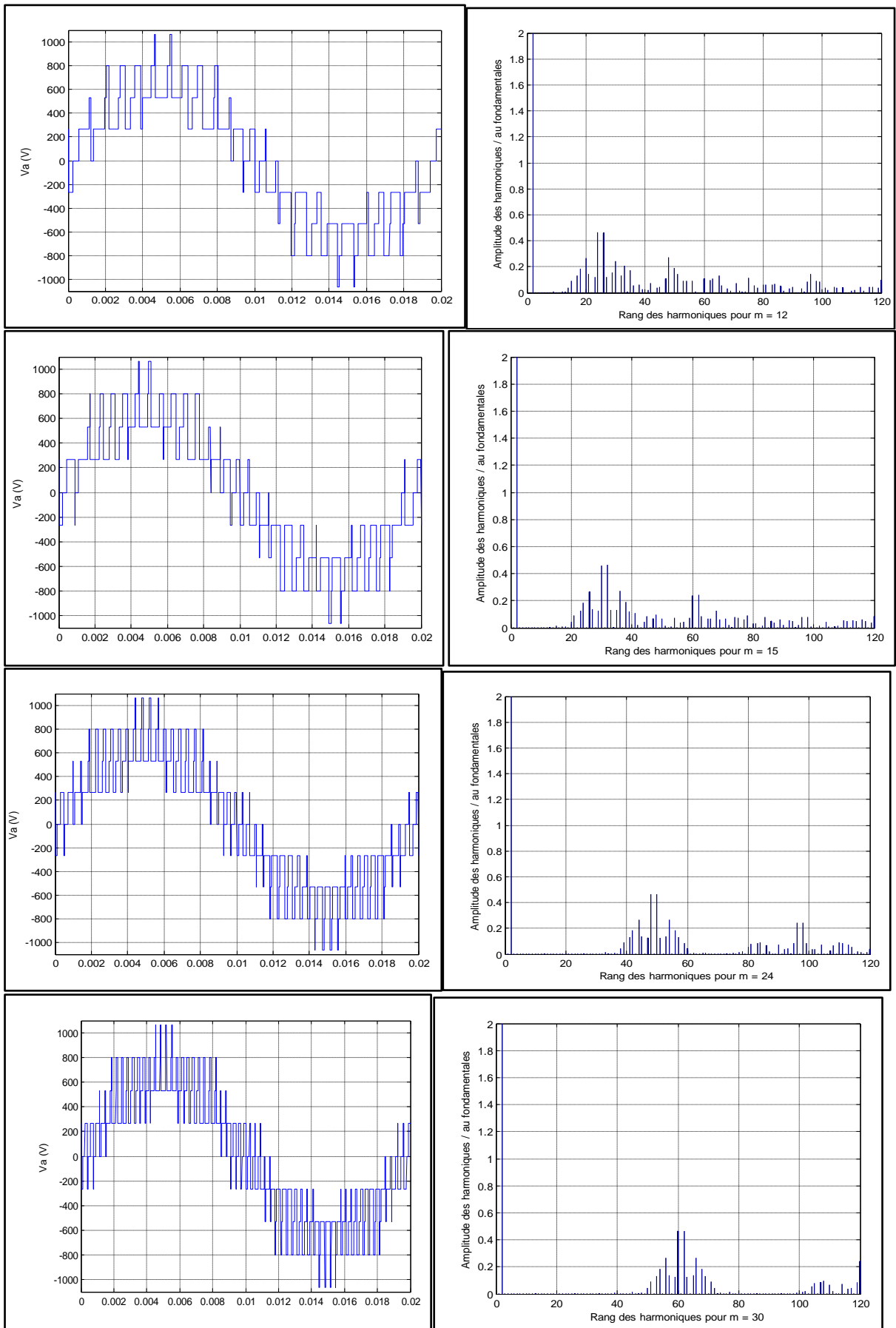


Figure 2.7 : La tension simple V_a et son spectre d'harmonique de l'onduleur à trois niveaux Commandé par la modulation vectorielle avec deux porteuses ($r = 0.8$).

2.4 Modélisation et commande du Redresseur de courant triphasé à trois niveaux à structure NPC

Les redresseurs multi-niveaux assurent le transfert d'énergie de la source alternative à la source continue, à l'inverse du rôle des onduleurs multi-niveaux qui eux transfèrent l'énergie de la source de tension continue à la source de courant alternatif, en adoptant la convention générateur pour la source de courant alternatif et la convention récepteur pour la source de tension continue. Le modèle établi pour un onduleur trois niveaux à structure NPC est aussi valable pour les redresseurs à trois niveaux [16].

Les performances de cette stratégie, sera appliquée sur le redresseur associé à une charge résistive de valeur $R_c = 25\Omega$.

La structure du redresseur de courant triphasé à trois niveaux est donnée par la figure suivante :

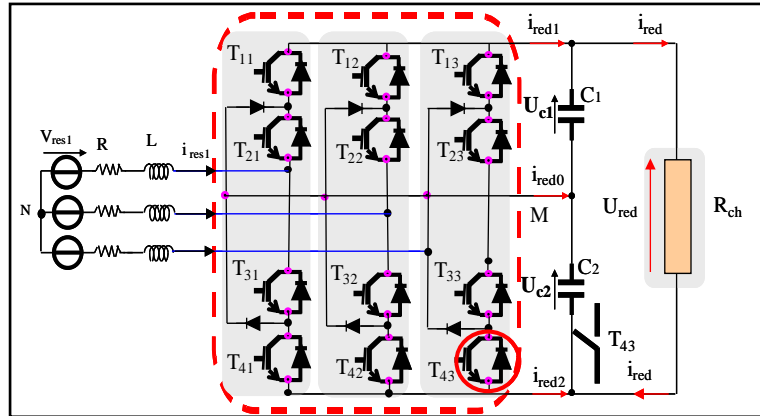


Figure 2.8 : Redresseur de courant triphasé MLI à trois niveaux à structure NPC [16].

Les tensions simples sont données par les fonctions de connexion de demi- bras selon le système suivant :

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11}^b \\ F_{21}^b \\ F_{31}^b \end{bmatrix} \cdot U_{c1} - \begin{bmatrix} F_{10}^b \\ F_{20}^b \\ F_{30}^b \end{bmatrix} \cdot U_{c2} \end{cases} \quad (2.30)$$

Les courants de sortie du redresseur s'expriment en fonction des courants d'entrée et au moyen des fonctions de connexion des demi-bras par les relations suivantes :

$$\begin{cases} i_{red1} = F_{11}^b \cdot i_{res1} + F_{21}^b \cdot i_{res2} + F_{31}^b \cdot i_{res3} \\ i_{red2} = F_{10}^b \cdot i_{res1} + F_{20}^b \cdot i_{res2} + F_{30}^b \cdot i_{res3} \end{cases} \quad (2.31)$$

$$\text{Avec : } i_{red0} = -(i_{res1} + i_{res2})$$

Pour assurer cette commande, il faut que les deux tensions initiales U_{c1} , U_{c2} , soient supérieures à la tension maximale V_{max} du réseau. Cette condition doit être vérifiée à chaque instant. Ce type de condition est également nécessaire pour garantir un facteur de puissance unitaire. On peut voir ça clairement à travers la représentation de Fresnel pour le circuit du réseau (figure 2.9).

On déduit la contrainte sur la valeur efficace de la tension d'entrée du redresseur V_a :

$$V_{a \text{ eff}} \leq \frac{U_c}{\sqrt{2}} \quad (2.32)$$

Il existe entre les grandeurs électriques d'entrée du redresseur la relation suivante :

$$V_{KN} = V_{res1} - R i_{res1} - L \frac{di_{res1}}{dt} \quad (2.33)$$

Avec :

$$k \in \{A, B, C\}, i \in \{1, 2, 3\}$$

Pour la phase 1 en régime harmonique, on obtient les relations entre grandeurs complexes :

$$\bar{V}_a = \bar{V}_{res1} - R \bar{I}_{res1} - j L \omega \bar{I}_{res1} \quad (2.34)$$

En négligeant la résistance R , la valeur efficace de la tension d'entrée du redresseur V_a :

$$V_a \approx \sqrt{V_{res1}^2 + (L\omega I_{res1})^2} \quad (2.35)$$

Pour un fonctionnement à facteur de puissance unitaire :

$$\begin{cases} V_a^2 - V_{res1}^2 = (L\omega i_{resk})^2 \Rightarrow V_a > V_{res1} \text{ or } V_a < U_{red} \\ V_{res1}(\text{eff}) < V_a(\text{eff}) < \frac{U_c}{\sqrt{2}} \Rightarrow V_{res1}(\text{eff}) < \frac{U_c}{\sqrt{2}} \end{cases} \quad (2.36)$$

D'où les deux contraintes à respecter :

$$\begin{cases} I_{res1(\text{eff})} \leq \frac{1}{L\omega} \sqrt{\frac{U_c^2}{2} - V_{res1}^2} \\ V_{res1(\text{eff})} \leq \frac{U_c}{\sqrt{2}} \end{cases} \quad (2.37)$$

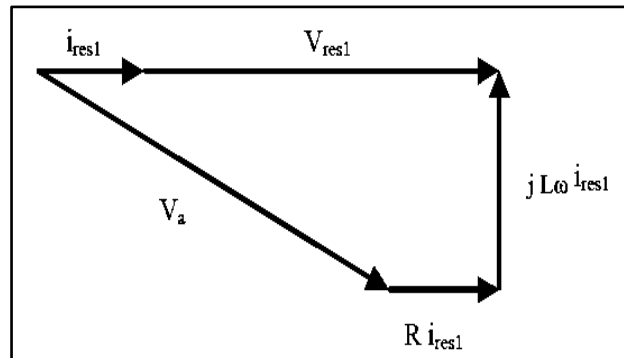


Figure 2.9 : Diagramme de Fresnel sur les grandeurs complexes d'entrée du redresseur [16].

Le réseau est modélisé par une source de tension en série avec une inductance, qui se comporte ainsi comme une source de courant. Vu que l'inductance du réseau est faible et mal connue, elle est généralement insuffisante pour atténuer l'ondulation du courant, il est donc nécessaire d'ajouter une résistance $R = 0.25\Omega$ en série avec une inductance $L = 0.01H$ plus importantes que celles du réseau, [17].

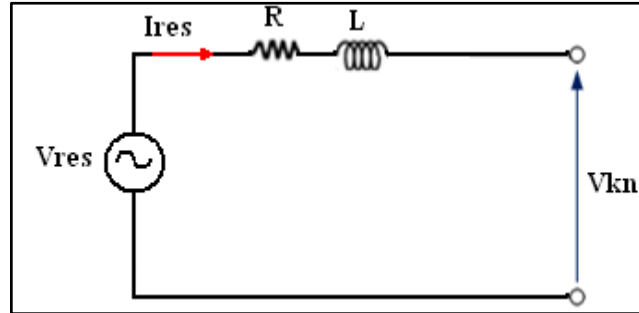


Figure 2.10 : Modélisation d'une phase du réseau électrique [17].

En appliquant la loi des mailles au modèle de la figure (2.10) on trouve :

$$V_{res} = Ri_{resi} + L \frac{di_{resi}}{dt} + V_{kn} \quad (2.38)$$

Après la transformation de Laplace, le système prédéfini s'écrit sous la forme matricielle suivante [24] :

$$\begin{bmatrix} V_{res1} \\ V_{res2} \\ V_{res3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R + LS & 0 & 0 \\ 0 & R + LS & 0 \\ 0 & 0 & R + LS \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{res1} \\ I_{res2} \\ I_{res3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Avec :

$$\begin{cases} V_{res1} = \sqrt{2} V_{eff} \sin(\omega t) \\ V_{res2} = \sqrt{2} V_{eff} \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ V_{res3} = \sqrt{2} V_{eff} \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{cases}$$

Le modèle de la boucle de courant est celui d'une phase du réseau (figure 2.10). Alors, la fonction de transfert en boucle ouverte peut être modélisée par un premier ordre, ayant comme variable d'entrée la tension aux bornes de l'impédance ($V_{resi}-V_{KN}$), et pour variable de sortie le courant de phase i_{resi} .

La fonction de transfert en boucle ouverte du courant peut s'écrire comme suit [18] :

$$G_i(s) = \frac{\frac{1}{R}}{1 + \frac{L}{R}S} \quad (2.40)$$

La fonction de transfert en boucle ouverte des boucles internes étant un premier ordre, un régulateur proportionnel intégral permet d'obtenir une erreur statique nulle en régime permanent. L'algorithme de régulation de la boucle de courant avec un régulateur *PI* est présenté par la figure (2.11).

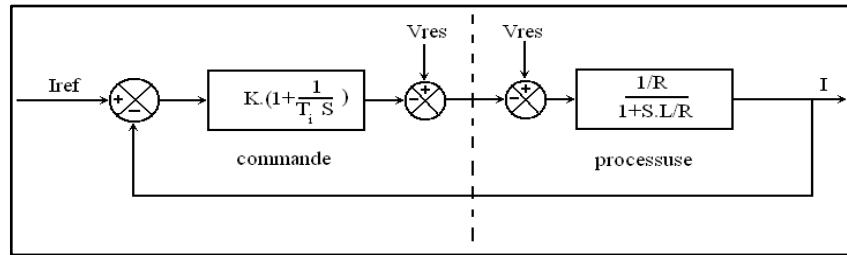


Figure 2.11 : Boucle de régulation du courant de réseau [18].

Pour l'étude, utilise une modulation vectorielle à deux porteuses triangulaires bipolaires est utilisée. L'algorithme d'asservissement des courants pour chaque phase du réseau élaboré précédemment (figure 2.11) est appliqué.

Les courants de référence qui alimentent notre redresseur à trois niveaux sont définis par le système suivant :

$$\begin{cases} I_{res1} = \sqrt{2}I_{eff} \sin(\omega t - \varphi) \\ V_{res2} = \sqrt{2}I_{eff} \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3} - \varphi) \\ V_{res3} = \sqrt{2}I_{eff} \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3} - \varphi) \end{cases} \quad (2.41)$$

La valeur efficace du courant de référence du réseau doit être calculée de manière à avoir la conservation de la puissance à l'entrée et à la sortie :

$$P_{réseau} = P_{charge} \longrightarrow 3V_{eff} I_{eff} \cos \varphi - 3R_{eff}^2 = I_{red} \cdot U_{red}$$

$$U_{red} = U_{c1} + U_{c2}$$

Avec :

I_{eff} : Le courant efficace du réseau.

V_{eff} : La tension efficace du réseau.

U_{red} : La tension redressée aux bornes de la charge résistif R_c .

Un facteur de puissance unitaire coté réseau est supposée, et la résistance du réseau est négligée, d'où :

$$3I_{eff} V_{eff} = I_{red} U_{red}$$

$$U_{red} = R_c I_{red}$$

$$I_{\text{eff}} = \frac{U_{\text{red}}^2}{3V_{\text{eff}} R_c} \quad (2.42)$$

Nous allons simuler un redresseur à trois niveaux associé à une charge résistive $R_c = 25\Omega$. La valeur efficace de la tension du réseau est $V_{\text{eff}} = 690\text{V}$, de fréquence 50Hz . La valeur capacitive du filtre intermédiaire est de $C = 20\text{mf}$.

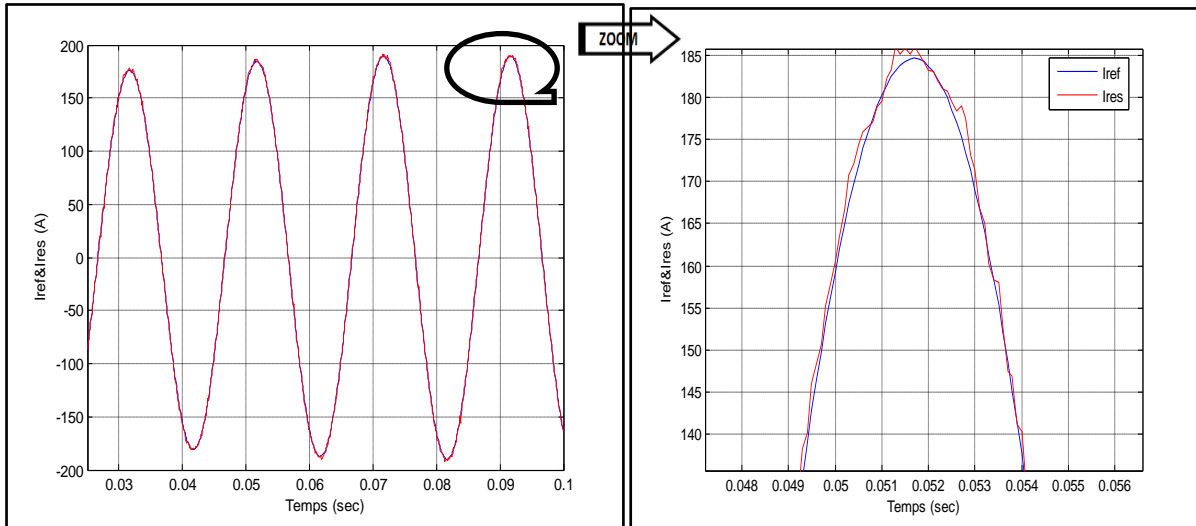


Figure 2.12 : Le courant du réseau de la phase 1 et sa référence.

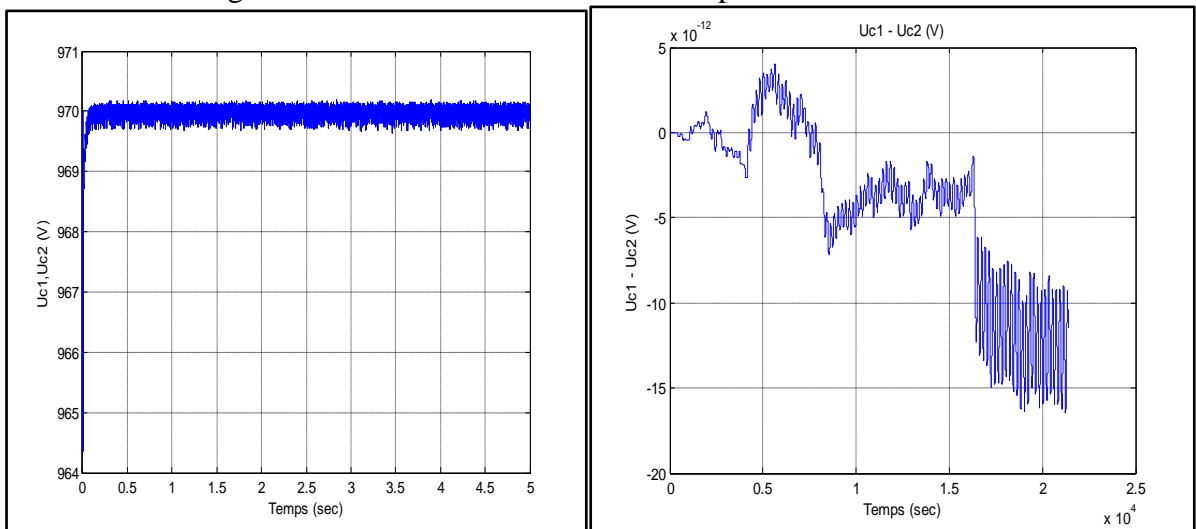


Figure 2.13 : Les tensions redressées U_{C1} , U_{C2} et la différence.

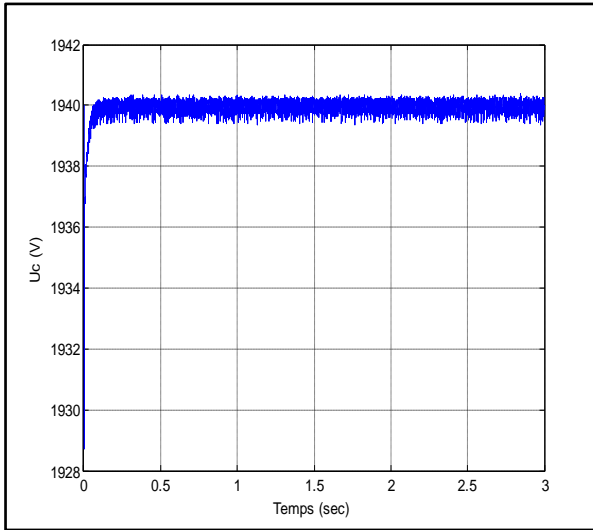


Figure 2.14 : La tension redressée U_C .

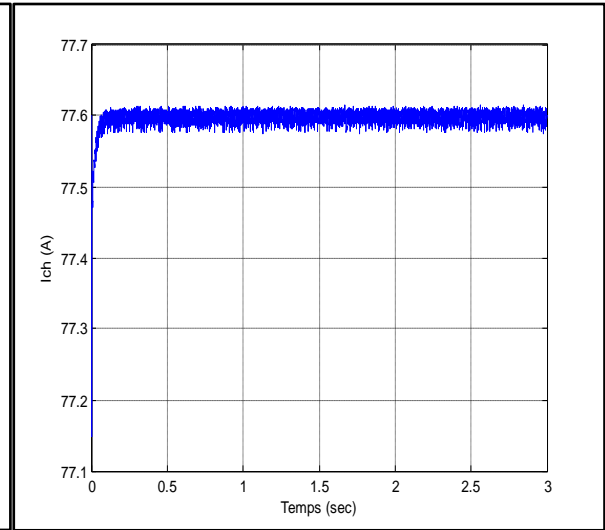


Figure 2.15 : Le courant redressé i_{ch} .

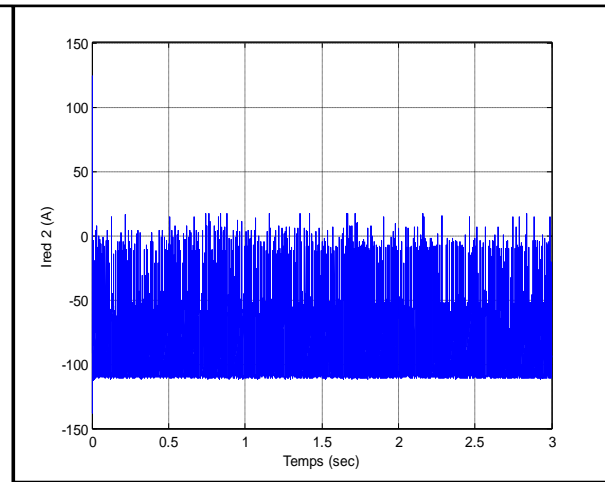
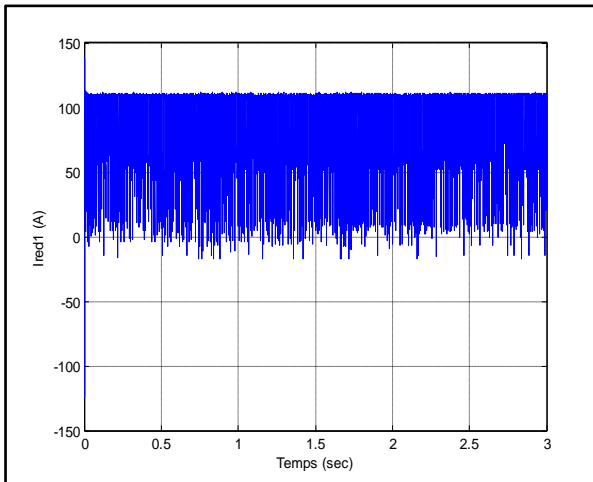


Figure 2.16 : Les courants redressés i_{red1} , i_{red2} .

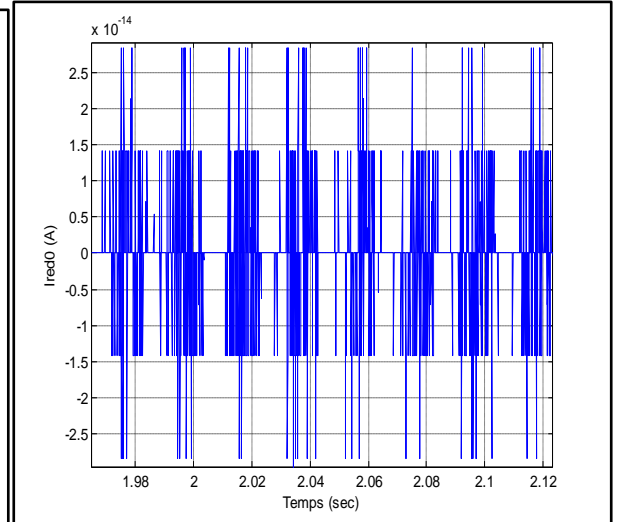
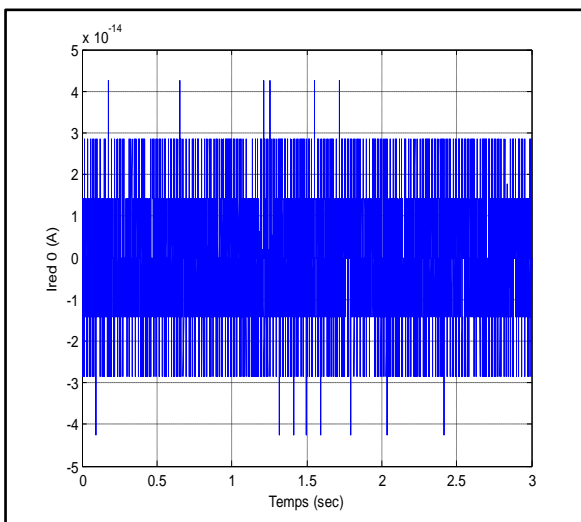


Figure 2.17 : Le courant redressé i_{red0} .

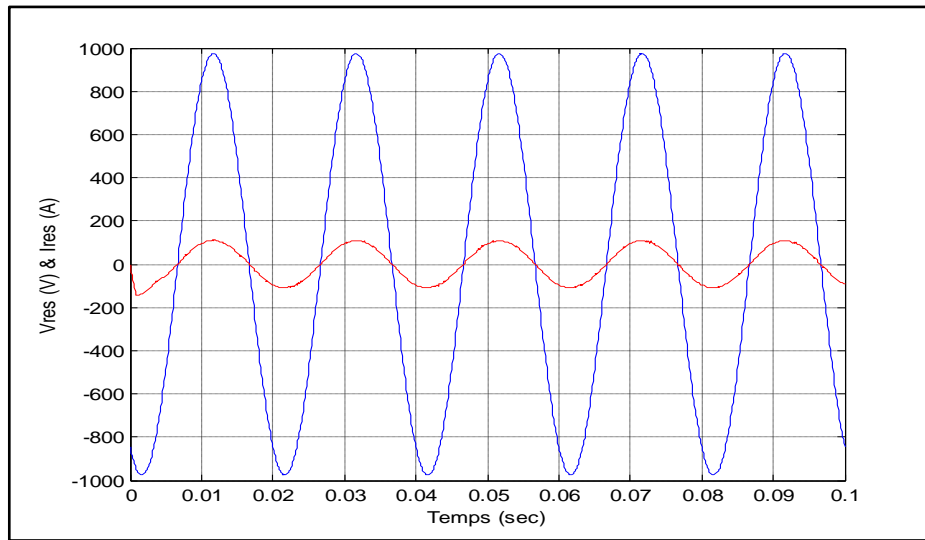


Figure 2.18 : La tension du réseau V_{res} et le courant d'une phase i_{res} .

La figure (2.13) montre que les tensions U_{C1} et U_{C2} sont colinéaires, leur différence est pratiquement nulle.

D'après la figure (2.14), on remarque aussi que la tension U_c est constante.

D'après la figure (2.15), on remarque que le courant redressé i_{red} dans la charge résistive est constante.

Selon la figure (2.16), on observe que les courants i_{red1} et i_{red2} ont la même forme mais inversés l'un par rapport à l'autre.

La figure (2.17) montre que le courant i_{red0} a une valeur moyenne nulle.

En observant la figure (2.18), on constate que la tension du réseau V_{res} est en phase avec le courant i_{res} .

2.5 Stratégies de commande de la turbine éolienne

2.5.1 Caractéristique de puissance-vitesse éolienne de grande puissance

La caractéristique Puissance-vitesse d'une éolienne peut se décomposer en quatre zones :

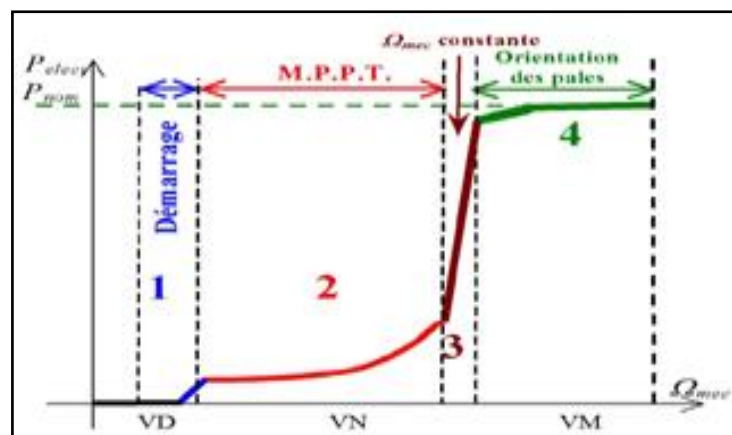


Figure 2.19 : Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne de grande puissance [19].

Quatre zones principales de fonctionnement peuvent être distinguées :

- **Zone 1** : C'est la zone de démarrage de la machine, elle commence lorsque la vitesse mécanique est supérieure à une certaine vitesse de démarrage (VD).
- **Zone 2** : Lorsque la vitesse de la génératrice atteint une valeur seuil, un algorithme de commande permettant l'extraction de la puissance maximale du vent est appliqué. Pour extraire le maximum de la puissance, l'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale, c'est à dire $\beta = 2^\circ$. Ce processus continue jusqu'à atteindre une certaine valeur de la vitesse mécanique.
- **Zone 3** : Dans cette zone, la puissance de la génératrice atteint des valeurs plus importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominale P_{nom} .
- **Zone 4** : Arrivée à la puissance nominale P_{nom} , une limitation de la puissance générée est effectuée à l'aide d'un système d'orientation des pales : pitch control.

Au-delà de la vitesse VM , un dispositif d'urgence d'arrêt est actionné de manière à éviter une rupture mécanique.

En pratique, le passage de la zone 2 à la zone 4 est un peu particulier. En effet, la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique C_{em} en zone 2 et en zone 4, c'est la puissance qui doit être contrôlée par le dispositif d'orientation des pâles. Le système d'orientation des pales a une dynamique bien plus lente que la dynamique électrique de la machine. Ainsi, la lenteur de la régulation de l'angle de calage peut entraîner un dépassement de la vitesse de rotation limite lors d'une rafale se produisant pendant un fonctionnement entre les zones 2 et 4. Il est, dans ce cas, intéressant de concevoir une procédure permettant d'anticiper l'action du dispositif d'orientation en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation, dans cette zone 3 intermédiaire. La conception des dispositifs de commande pour chaque zone de fonctionnement est maintenant expliquée.

2.5.2 Techniques d'extraction du maximum de la puissance

La puissance peut être essentiellement maximisée en ajustant le coefficient C_p . Ce coefficient étant dépendant de la vitesse de la génératrice (ou encore du ratio de vitesse), l'utilisation d'une éolienne à vitesse variable permet de maximiser cette puissance. Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quel que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice. En régime permanent, la puissance aérodynamique P_{aer} diminuée des pertes (représentées par les frottements visqueux) est convertie directement en puissance électrique [20].

$$P_{elec} = P_{aer} - \text{Pertes} \quad (2.43)$$

La puissance mécanique stockée dans l'inertie totale J et apparaissant sur l'arbre de la génératrice P_{mec} est exprimée comme étant le produit entre le couple mécanique C_{mec} et la vitesse mécanique Ω_{mec} :

$$P_{mec} = C_{mec} \cdot \Omega_{mec} \quad (2.44)$$

Dans cette partie, différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (et indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée sont présentées. On distingue deux familles de structures de commande [21] (figure 2.20) sont appliquées:

- Le contrôle par asservissement de la vitesse mécanique.
- Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

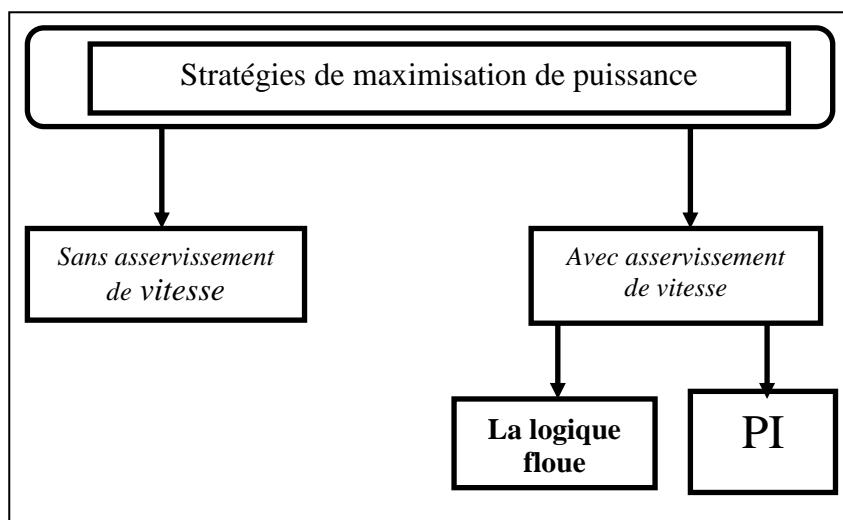


Figure 2.20 : Stratégies de commande de la turbine étudiée [21].

2.5.3. Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse

En pratique, une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à réaliser. Ceci pour deux raisons : L'anémomètre est situé derrière le rotor de la turbine, ce qui implique une lecture erronée de la vitesse du vent. Ensuite, le diamètre de la surface balayée par les pales étant important (typiquement 70 m pour une éolienne de 1.5 MW), une variation sensible du vent apparaît selon la hauteur où se trouve l'anémomètre.

L'utilisation d'un seul anémomètre conduit donc à n'utiliser qu'une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est donc pas suffisamment représentative de sa valeur moyenne apparaissant sur l'ensemble des pales.

Une mesure erronée de la vitesse conduit donc forcément à une dégradation de la puissance captée selon la technique d'extraction précédente. C'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse [21].

Cette seconde structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine :

$$\frac{1}{J} \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = 0 = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (2.45)$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique C_{mec} développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($C_{vis} \approx 0$), on obtient : $C_{em} = C_g$

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aer-estimé}}{G} \quad (2.46)$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de l'estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique :

$$C_{aer-estimé} = C_p \frac{\rho.S}{2} \frac{1}{\Omega_{turbine-estimé}} \cdot V_{estimé}^3 \quad (2.47)$$

Une estimation de la vitesse de la turbine Ω est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique:

$$\Omega_{turbine-estimé} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (2.48)$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une mesure de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation:

$$V_{estimé} = \frac{\Omega_{turbine-estimé}}{\lambda} \quad (2.49)$$

En regroupant ces quatre dernières équations, la relation de contrôle suivante est obtenue:

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (2.50)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de la vitesse à la valeur λ_{Cpmax} qui correspond au maximum du coefficient de C_{pmax} . Le couple électromagnétique doit être réglé à la valeur du couple de référence suivantes:

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda_{Cpmax}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (2.51)$$

L'expression du couple de référence est proportionnelle au carré de la vitesse de la génératrice:

$$C_{em-ref} = A \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (2.52)$$

Avec :

$$A = \frac{C_p}{\lambda_{Cpmax}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{1}{G^3}$$

La représentation sous forme de schéma-blocs de la MPPT sans asservissement de la vitesse est donnée par la figure ci-dessous (figure 2.21) :

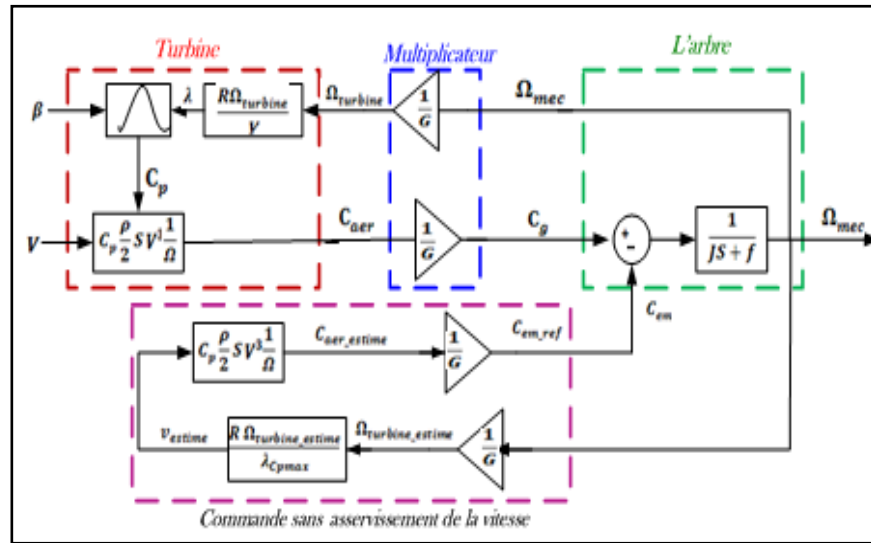


Figure 2.21 : Schéma bloc de la MPPT sans asservissement de la vitesse [21].

2.5.4. Maximisation de la Puissance avec asservissement de la vitesse

Le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Ces fluctuations constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance.

Pour l'étude, il est supposé que quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé est à tout instant égal à sa valeur de référence :

$$C_{em} = C_{em-ref}$$

Les techniques d'extraction de maximum de puissance consistent à déterminer la vitesse de la turbine qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée.

La vitesse est influencée par l'application de trois couples : un couple éolien et un couple électromagnétique et un couple résistant. En regroupant l'action de ces trois couples, la vitesse mécanique n'est plus régie que par l'action de deux couples : le couple issu de multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} :

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \frac{1}{J} (C_g - C_{em}) \quad (2.53)$$

La structure de commande consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence.

Le couple électromagnétique de référence C_{em-ref} permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence Ω_{ref} est obtenu par la relation suivante:

$$C_{em-ref} = PI.(\Omega_{ref} - \Omega_{mec})$$

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer $\Omega_{turbine-ref}$ pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on a donc :

$$\Omega_{ref} = G.(\Omega_{turbine-ref}) \quad (2.54)$$

La référence de la vitesse de la turbine correspond à celle correspondant à la valeur optimale de ratio de vitesse λ_{Cpmax} ($\beta = 2^\circ$) permettant d'obtenir la valeur maximale du C_p .

Elle est obtenue à partir de l'équation :

$$\Omega_{turbine-ref} = \frac{\lambda_{Cp-max} \cdot V}{R} \quad (2.55)$$

La représentation sous forme de schéma-blocs est donnée par la figure ci-dessous (figure 2.22)

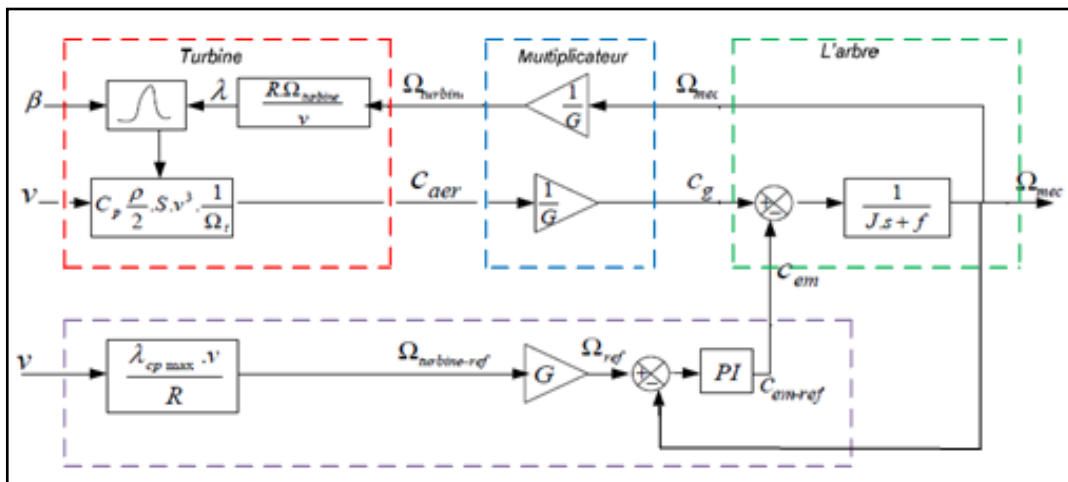


Figure 2.22 : Schéma bloc de la MPPT avec asservissement de la vitesse [21].

L'action du correcteur de vitesse doit accomplir deux tâches :

- Il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence.
- Il doit atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

Différentes technologies du correcteur peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse.

Pour l'étude un régulateur proportionnel intégral PI est utilisé.

En utilisant l'outil MATLAB/SIMULINK, on assimile le système est étudié pour différents types de fonctionnement, sans MPPT, avec MPPT dans les deux stratégies avec et sans asservissement de la vitesse.

Les résultats de simulation de la maximisation de puissance électrique sans et avec asservissement de vitesse sont obtenus pour un profil du vent variable.

La figure (2.23) présente le profil du vent qui est appliqué à la turbine éolienne (ce profil est choisi après plusieurs essais exécutés) ainsi que l'allure de $C_p(\lambda)$ pour l'obtention de la valeur optimale de λ (λ_{Cpmax}). On suppose qu'à $t = 1s$, la vitesse du vent atteint la valeur de démarrage de 4 m/s. A partir de $t = 4s$, la vitesse du vent atteint la valeur de 7 m/s.

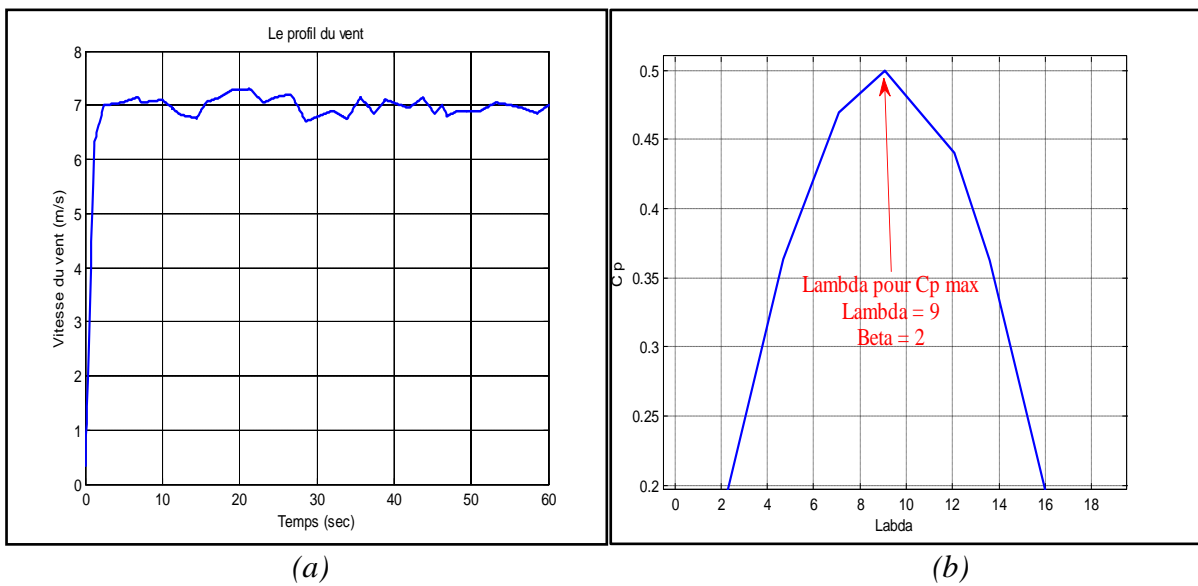


Figure 2.23 : (a) : Le profil du vent, (b) : λ optimale (λ_{Cpmax}).

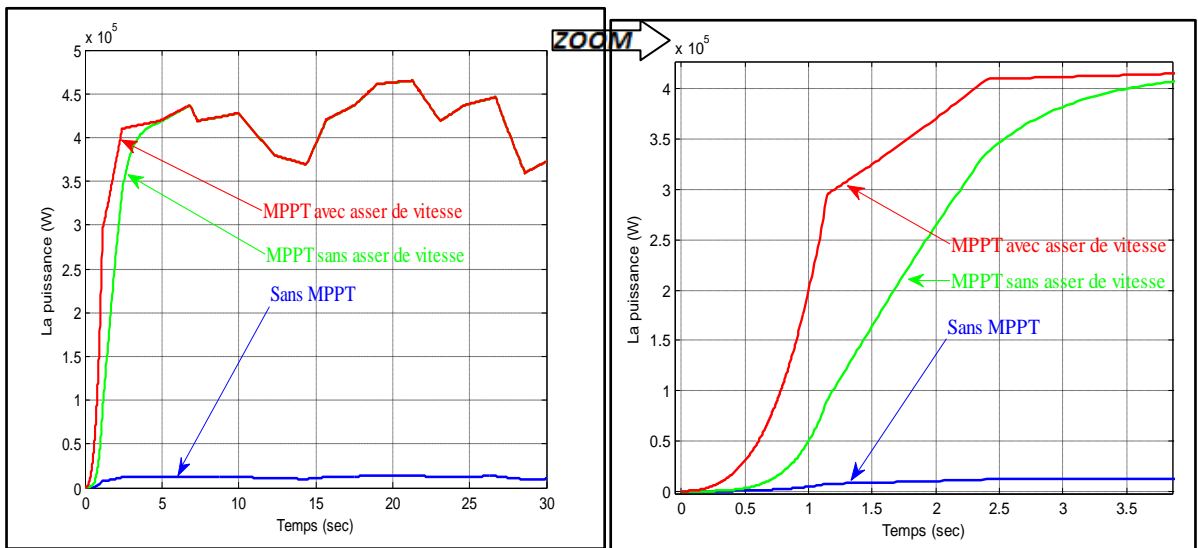


Figure 2.24 : résultats obtenus de la puissance avec les trois modes de fonctionnements.

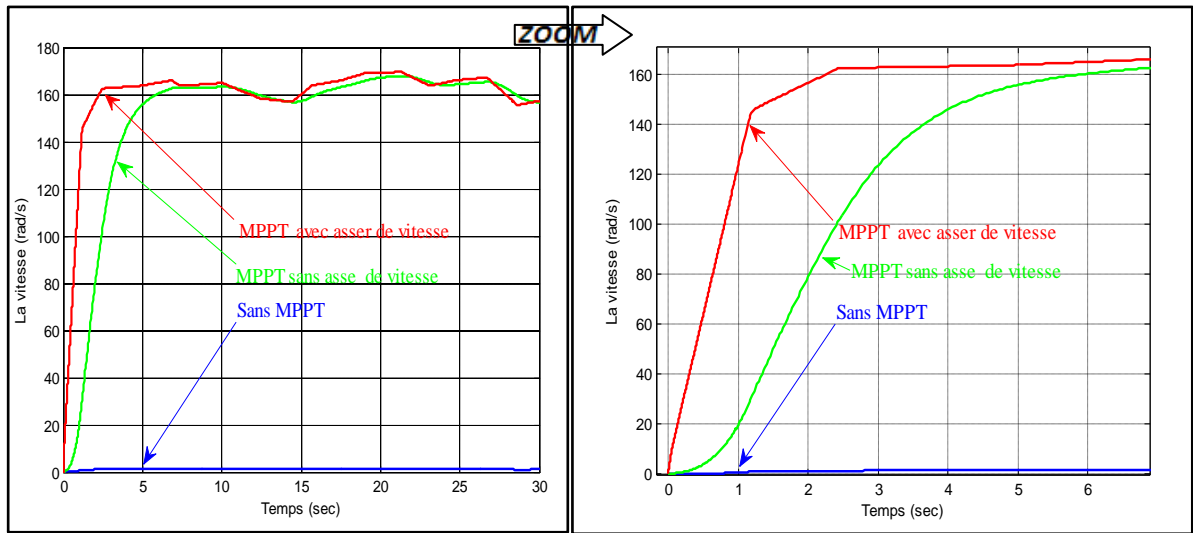


Figure 2.25 : résultats obtenus de la vitesse avec les trois modes de fonctionnements.

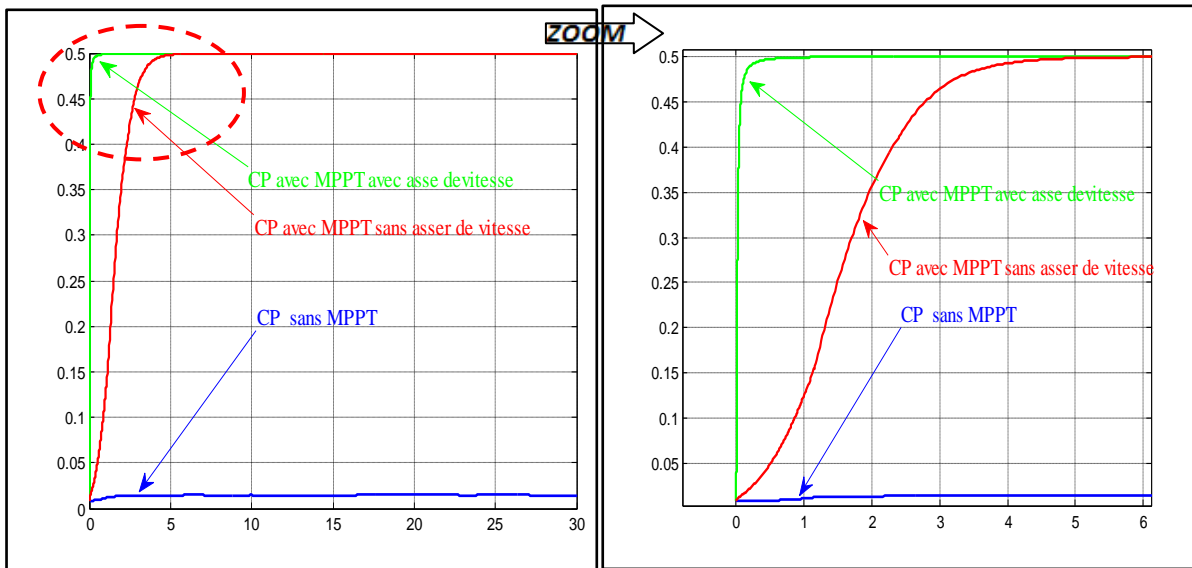


Figure 2.26 : C_p obtenu pour les trois modes de fonctionnements.

La figure (2.24) montre les différentes puissances simulées. On remarque que la puissance obtenue en régime transitoire avec MPPT avec asservissement de la vitesse est la plus importante. Elle atteint une valeur de $4 \cdot 10^5 \text{ W}$ pour une vitesse du vent de 7 m/s avec un temps de réponse réduit par rapport aux deux autres et ce grâce au régulateur PI . Par contre la puissance obtenue sans MPPT est très faible pour la même vitesse du vent. Ce qui nous permet de déduire qu'on a une meilleure puissance avec l'asservissement de la vitesse.

La figure (2.25) montre les différentes vitesses pour les trois modes de fonctionnements. On constate qu'on a un meilleur contrôle de la vitesse en régime transitoire et permanent en boucle fermée et avec un régulateur PI . Elle atteint la vitesse de 160 rad/s pour un temps réduit par rapport au cas où la vitesse avec MPPT sans asservissement de la vitesse.

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine. La figure (2.26) représente la variation de ce

coefficient selon les trois modes de fonctionnements. Ce coefficient est obtenu pour un angle de calage β fixe ($\beta = 2^\circ$), qui donne un λ optimale.

On remarque que le C_p atteint une valeur max de 0,5. Il tend a se maintenir au maximum possible dans le but de maximiser la production, et varie légèrement selon la variation de la vitesse du vent.

2.5.5 Maximisation de la puissance par la logique floue

En l'absence de toute connaissance des caractéristiques de voilure, les règles de comportement à tenir afin de converger vers le point optimal, sont relativement simples à établir. Ces règles dépendent des variations de puissance ΔP et de vitesse $\Delta \Omega$. Par exemple : « si je mesure une augmentation de puissance ($\Delta P > 0$) suite à un incrément positif de vitesse, je dois continuer à accélérer la voilure ($\Delta \Omega_{ref} > 0$). On se situe alors sur la partie gauche de la cloche $P(\Omega)$. Les règles floues sont donc inutiles si l'on ne connaît pas parfaitement le fonctionnement du système que l'on veut commander ou si l'on est incapable de le piloter manuellement. Une règle floue comporte trois étapes fonctionnelles résumées par la figure (2.27) [22, 23].

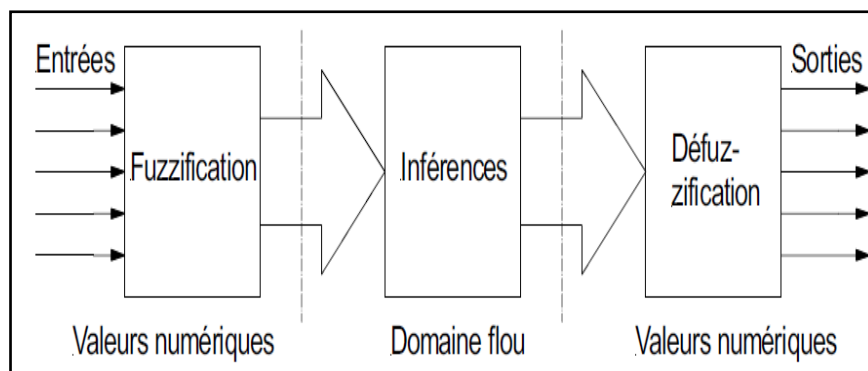


Figure 2.27 : Traitement flou [22].

Les rôles de chaque bloc peuvent être résumés comme suit :

- **La fuzzification** qui est l'opération de projection des variables physiques réelles sur des ensembles flous caractérisant les valeurs linguistiques prises par ces variables. Le bloc de fuzzification effectue les fonctions suivantes :
 - Définition des fonctions d'appartenance de toutes les variables d'entrée ;
 - Transformation des grandeurs physiques (réelles ou numériques) à des grandeurs linguistiques ou floues ; elle consiste à déterminer le degré d'appartenance (μ) d'une variable d'entrée pour une fonction d'appartenance donnée (MP et PP dans l'exemple de la figure (2.28) ;

- Représentation d'échelle transférant la plage des variables d'entrée aux univers de discours correspondants. Pour les fonctions d'appartenance, les formes triangulaires et trapézoïdales sont généralement utilisées. Dans notre cas, elles sont triangulaires, principalement pour des raisons de simplification des calculs.

Explicitons maintenant les notations des sous-ensembles flous utilisés pour fuzzifier les trois variables ($\mu(e_n)$, $\mu(de_n)$, $\mu(dc_n)$) :

NG : Négatif Grand

NP : Négatif Petit

EZ : Environ Zéro

PP : Positif Petit

PG : Positif Grand

Pour les fonctions d'appartenance, on a choisi pour chaque variable les formes triangulaires et trapézoïdales comme le montre la figure suivante :

$\mu(e_n)$, $\mu(de_n)$, $\mu(dc_n)$

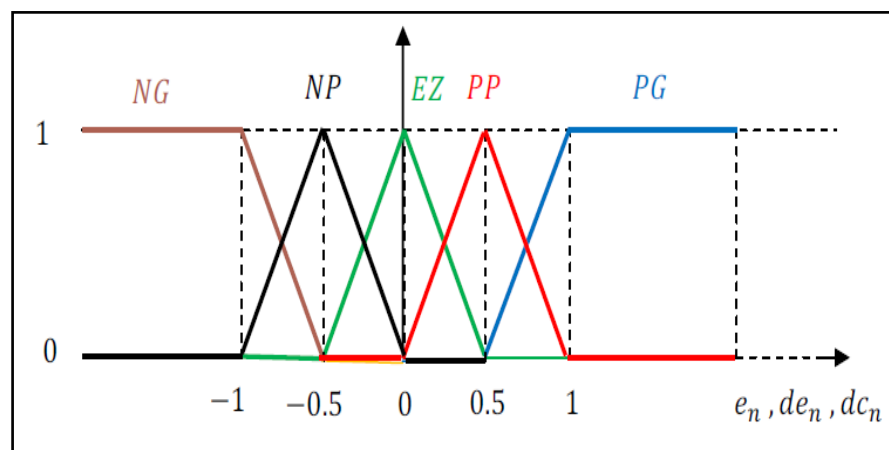


Figure 2.28: Fonctions d'appartenance (entrées et la sortie du régulateur flou choisi) [23].

Avec :

e_n : l'erreur qui est définie par : $e(k) = \Omega_{\text{eref}}(k) - \Omega_e(k)$

d_{en} : la variation de l'erreur : $d_e(k) = e(k) - e(k-1)$

d_{cn} : l'incrément de la commande à la sortie du régulateur.

- **L'Inférence.** Comme mentionné précédemment, chacune des deux entrées linguistiques du contrôleur flou, possède cinq ensembles flous, ce qui donne un ensemble de vingt-cinq règles. Celles-ci peuvent être représentées par la matrice d'inférence (figure 2.29).

Cette matrice d'inférence est établie par une logique qui tient compte de la physique du système. En effet, il est tout à fait normal de générer une grande variation du couple de

référence positive quand l'erreur sur la vitesse de sortie de la MADA par rapport à sa consigne et sa variation est positives (Règle 25), ...etc.

		d_{e_n}				
		NG	NP	EZ	PP	PG
e_n	NG	NG	NG	NP	NP	EZ
	NP	NG	NP	NP	EZ	PP
	EZ	NP	NP	EZ	PP	PP
	PP	NP	EZ	PP	PP	PG
	PG	EZ	PP	PP	PG	PG

Si e_n est PG et d_{e_n} est PG Alors d_{c_n} est PG

Figure 2.29 : Matrice d'inférence du régulateur flou [23].

Donc une parfaite connaissance du comportement du système à régler nous permet d'établir un ensemble de règles floues, contrairement aux méthodes classiques qui nécessite un modèle mathématique.

Après ce, en se basant sur la méthode d'inférence « Somme-produit », la sortie floue du régulateur résultante des 25 règles de la matrice d'inférence est déterminée par la relation suivante :

$$\mu_{RES}(x_r) = \frac{1}{25} \sum_{i=1}^{25} \mu_{ci} \mu_{0i}(x_r) \quad (2.56)$$

Tels que :

μ_{ci} : est le degré de vérification de la condition de la $i^{ème}$ règle (produit du degré d'appartenance de e_n et d_{e_n} aux deux ensembles flous de la $i^{ème}$ règle) ;

μ_{0i} : est l'ensemble flou de la commande d_{c_n} correspondant à la conclusion de la $i^{ème}$ règle et x_r est une valeur de la commande d_{c_n} variant dans l'univers de discours.

- Pour la défuzzification, la méthode du centre de gravité est utilisée :

$$d_{cn} = x_{Gr} = \frac{\sum_{i=1}^{25} \mu_{ci} x_{Gi} S_i}{\sum_{i=1}^{25} \mu_{ci} S_i} \quad (2.57)$$

Ou S_i est la surface de l'ensemble flou de l'incrément de la commande dc_n correspondant à la $i^{ém}$ règle, et x_{Gi} est l'abscisse de son centre de gravité.

Après avoir vu le domaine d'application et la théorie de la logique floue et ses principes de base, une configuration analogue à celle d'un *PI* conventionnel, souvent qualifiée de *PI* flou est effectuée.

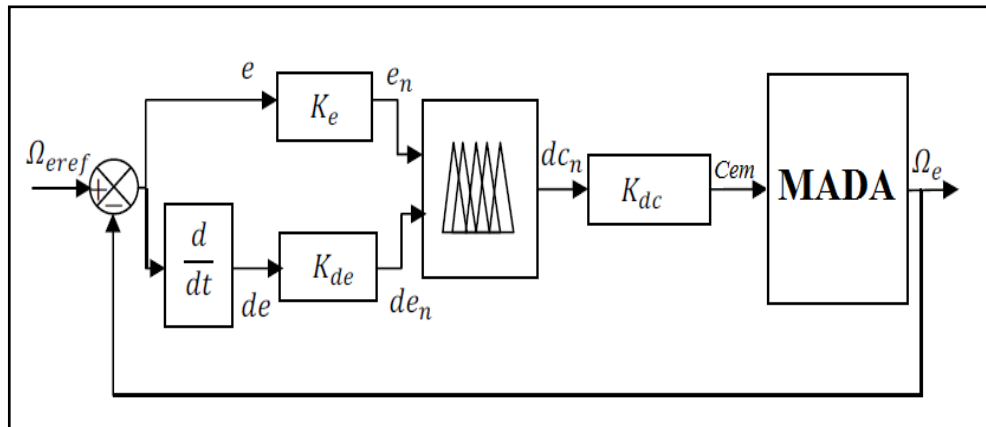


Figure 2.30 : Schéma synoptique d'un régulateur flou de vitesse [22].

Avec :

K_e : Le gain de l'entrée.

K_{de} : le gain du dérivé de l'entrée.

K_{dc} : le gain de sortie

L'observation du processus montre que les grandeurs significatives pour le contrôle sont l'erreur sur la vitesse et la variation de cette erreur. Seront adoptés, pour les entrées du correcteur flou, ces deux grandeurs caractéristiques notées e et de . Quant à sa sortie, elle représente l'incrément du signal de commande à appliquer au processus à commander, celui-ci correspondant à la valeur du couple de référence C_{em} .

En utilisant l'outil MATLAB/SIMULINK, les différentes parties de la chaîne éolienne étudiée dont les paramètres sont donnés dans l'annexe sont simulées. Ce système est couplé électriquement à un réseau électrique considéré stable et en équilibre.

Il sera procédé à des simulations de la commande indirecte en puissances active et réactive rotoriques dont le stator est relié au réseau. Le rotor étant relié à ce dernier par l'intermédiaire d'une cascade de redresseur et onduleur triphasés à trois niveaux à structure NPC. Le redresseur et l'onduleur sont commandés par la stratégie de la modulation vectorielle à deux porteuses triangulaires bipolaires.

Le profil du vent qui peut donner un fonctionnement hypo synchrone est choisi, car dans cette chaîne, l'orientation des pales pour limiter la puissance n'est pas prise en considération, (figure 2.31).

On suppose qu'à $t = 0.03s$, la vitesse du vent atteint une valeur seuil de 4 m/s pour laquelle la MADA commence à produire de l'énergie, A partir de $t = 0,75s$, la vitesse du vent aura atteint une valeur moyenne de 11m/s.

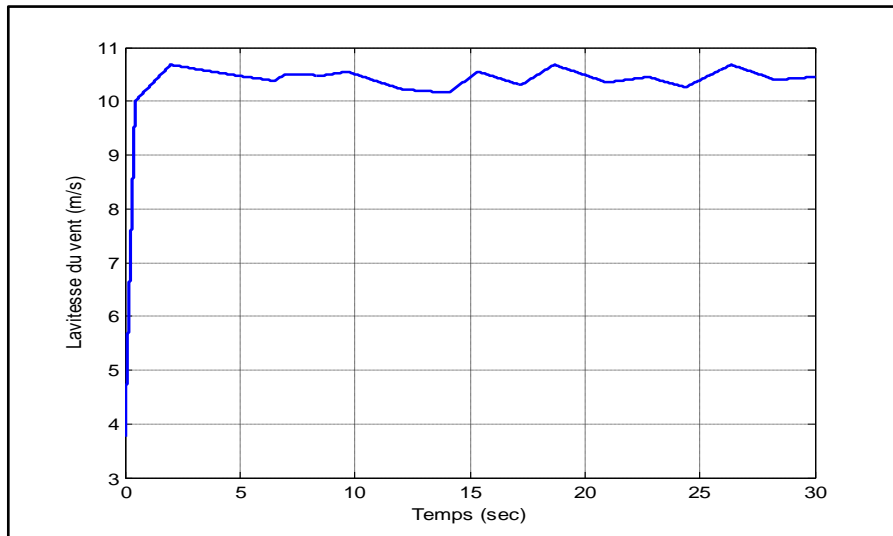


Figure 2.31 : Le profil du vent qui est appliqué pour la turbine éolienne.

Dans la première partie, la chaine sans MPPT est simulée pour voir les variations des grandeurs des différentes parties de la chaine éolienne, en commençant par la puissance active et réactive qui sont présentées dans la figure (2.32).

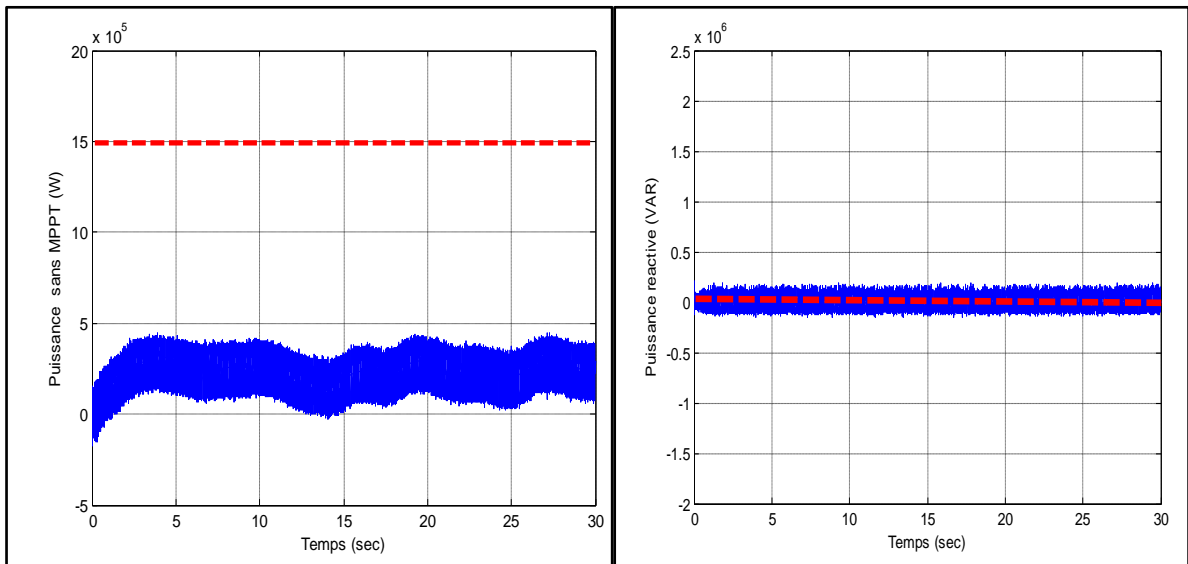


Figure 2.32 : la puissance active et réactive sans MPPT.

On remarque que la puissance active n'atteint pas la puissance nominale qui est de 1.5 MW même si la vitesse du vent atteint 11 m/s, ce qui indique que le système est sans MPPT. On remarque aussi que la puissance réactive suit une consigne qui est nulle, comme choisi afin d'avoir un facteur de puissance unitaire.

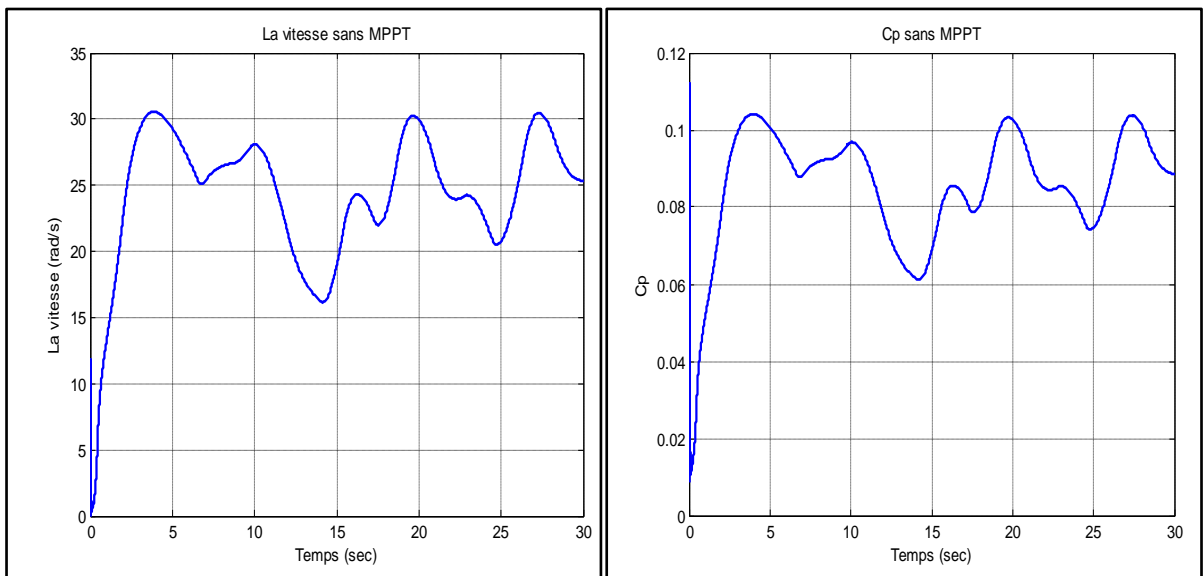


Figure 2.33 : La vitesse de la turbine et le coefficient de puissance sans MPPT.

On remarque sur la figure (2.33) que la vitesse est très faible, environ 286 tr/min avec des variations qui sont due à des variations brusques du vent. Le C_p est aussi très faible, il atteint la valeur de 0.1 avec le même profil du vent, ce qui entraîne une faible puissance.

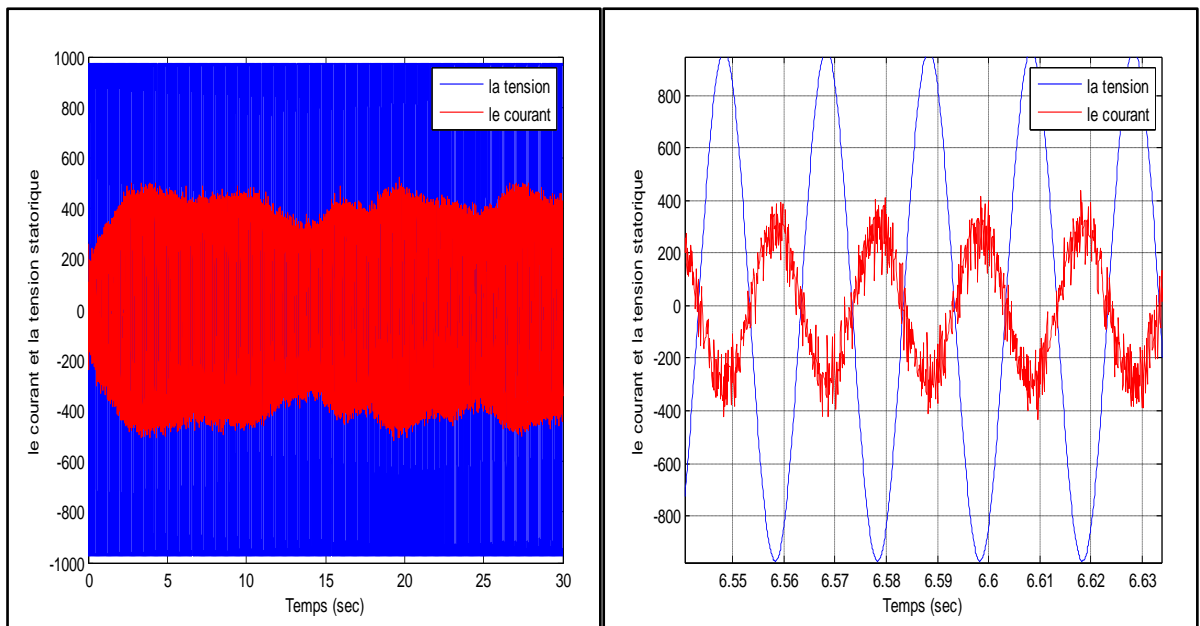


Figure 2.34 : Le courant et la tension statorique sans MPPT.

On remarque dans la figure (2.34) que la variation du courant statorique est faible parce qu'il est fonction de la puissance et que le courant et la tension sont au même déphasage.

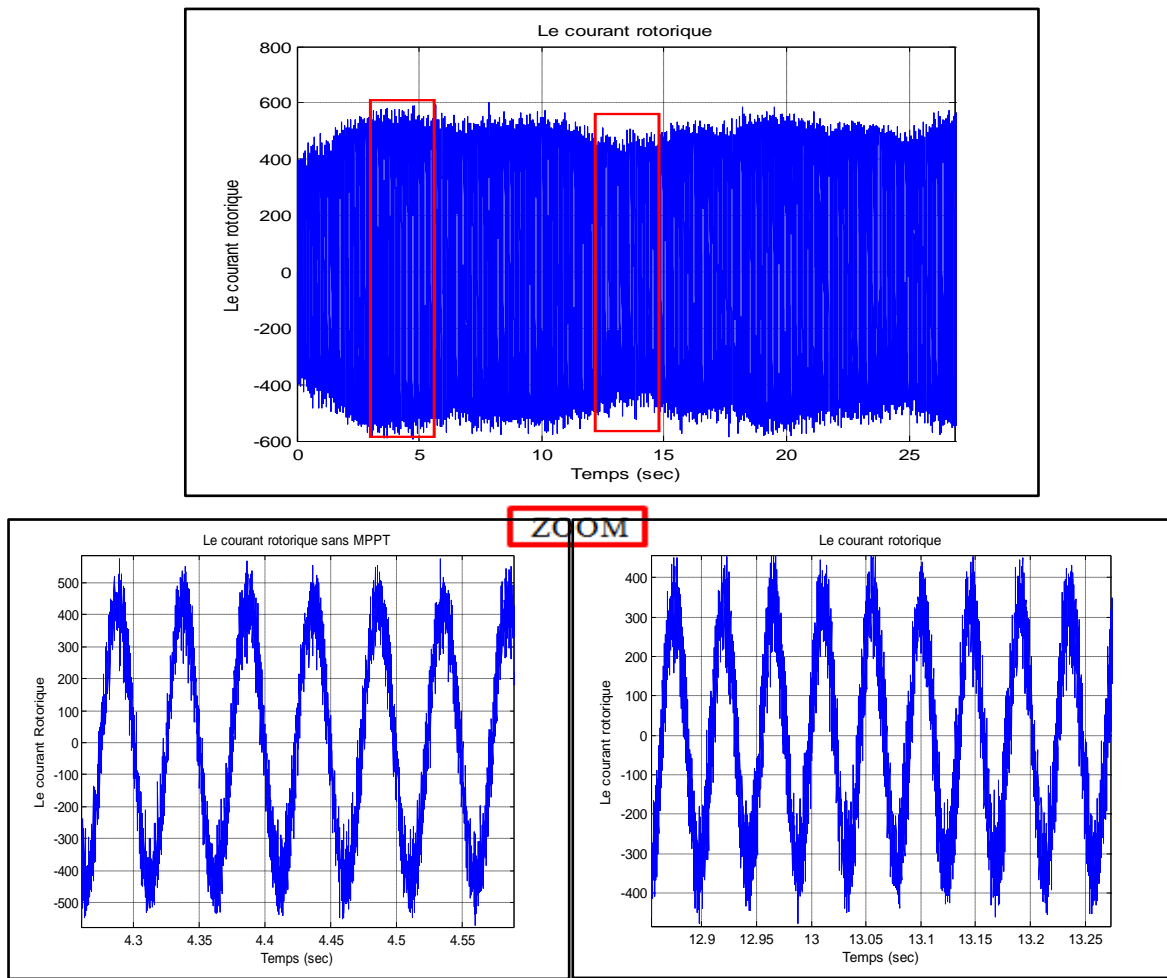


Figure 2.35 : Le courant rotorique sans MPPT.

La figure (2.35) montre que la variation de courant rotorique entraine la variation de fréquence en fonction de la vitesse de rotation donc en fonction du glissement. Cette fréquence est réglée à la sortie de l'onduleur pour son injection au réseau. On remarque aussi que le courant rotorique et statorique ont la même amplitude.

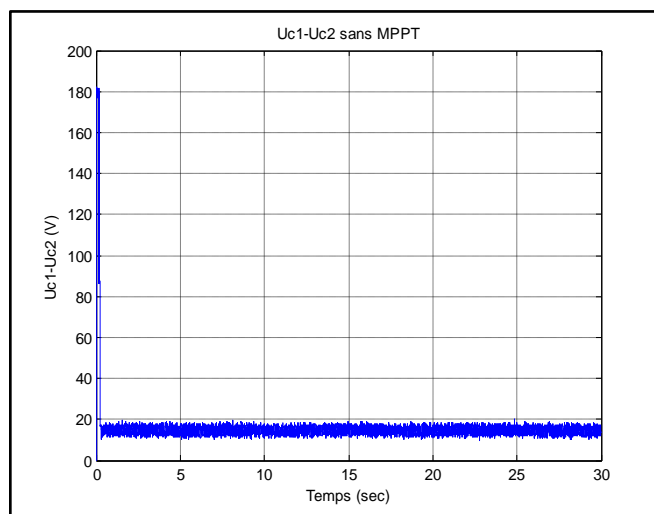


Figure 2.36 : Les tensions redressées $Uc1-Uc2$ sans MPPT.

D'après les résultats de la simulation, on constat que les deux tensions (U_{C1} , U_{C2}) (figure 2.36) ne sont pas constantes avec une erreur très faible.

La deuxième partie est consacrée à la simulation de la chaîne éolienne avec MPPT pour voir aussi les variations et faire une comparaison entre les deux cas. Pour cela, le même profil du vent qui est appliqué dans la première partie est considéré.

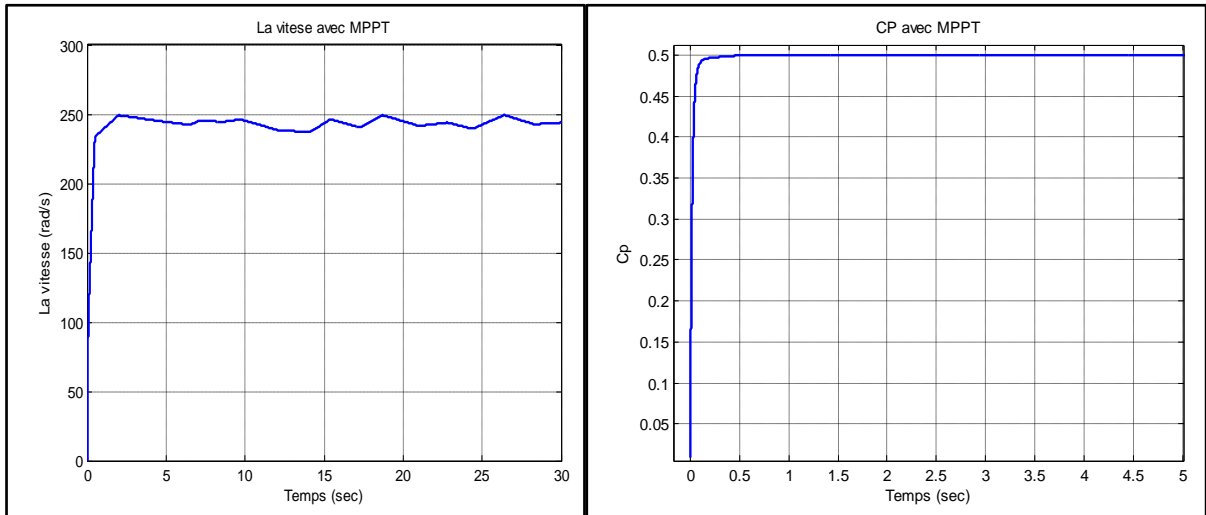


Figure 2.37 : La vitesse de la turbine et le coefficient de puissance C_p avec MPPT.

La figure (2.37) montre que la vitesse avec MPPT a augmenté par rapport à la vitesse de la turbine sans MPPT, et ce grâce à l'algorithme de MPPT qui permet le maintien du C_p au maximum. Ce coefficient est obtenu pour un angle de calage β fixe ($\beta = 2^\circ$).

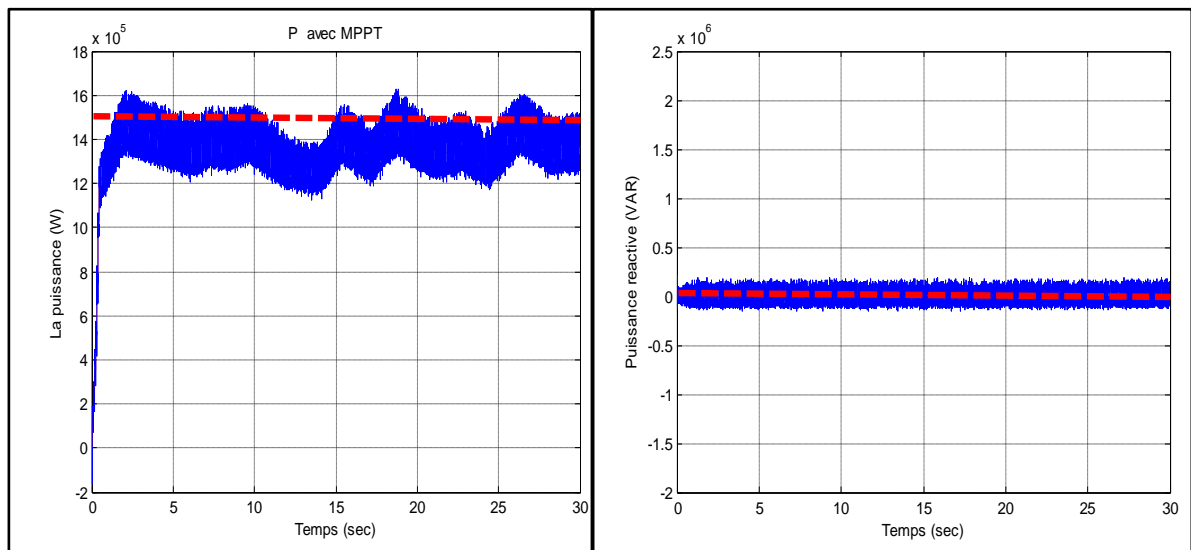


Figure 2.38 : La puissance active et réactive avec MPPT.

La figure (2.38) montre la puissance active avec MPPT. On remarque que cette puissance a augmenté par rapport à la puissance sans MPPT, ce qui montre l'influence de MPPT dans la chaîne éolienne.

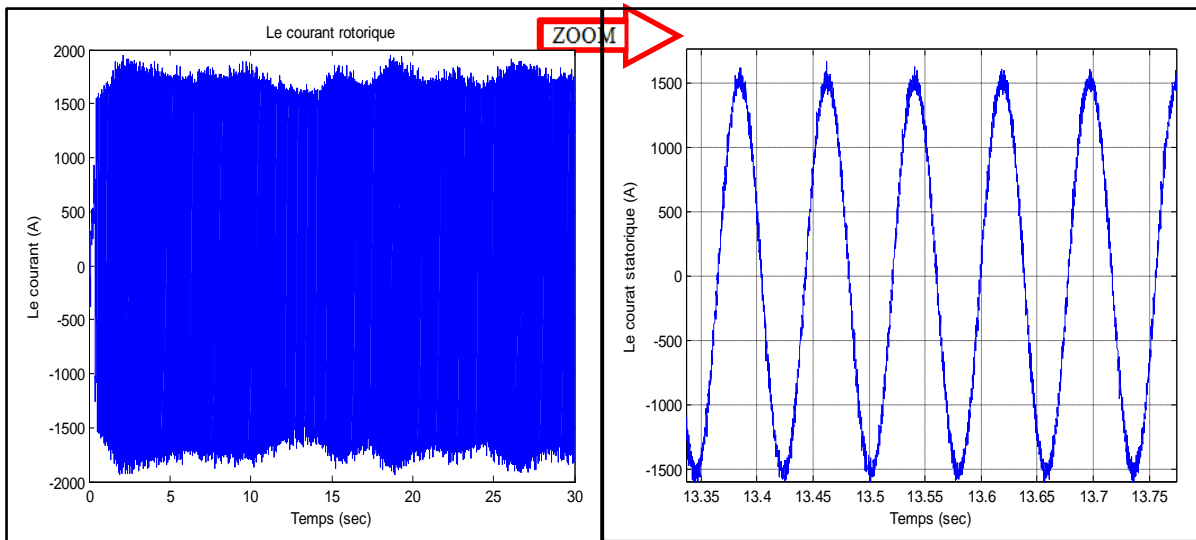


Figure 2.39 : Le courant rotorique avec MPPT.

En figure (2.39) est présenté le courant rotorique avec MPPT. Elle montre que le courant augmente en fonction de la puissance parce que l'MPPT garde toujours le coefficient de puissance au maximum ce qui explique l'augmentation des courants.

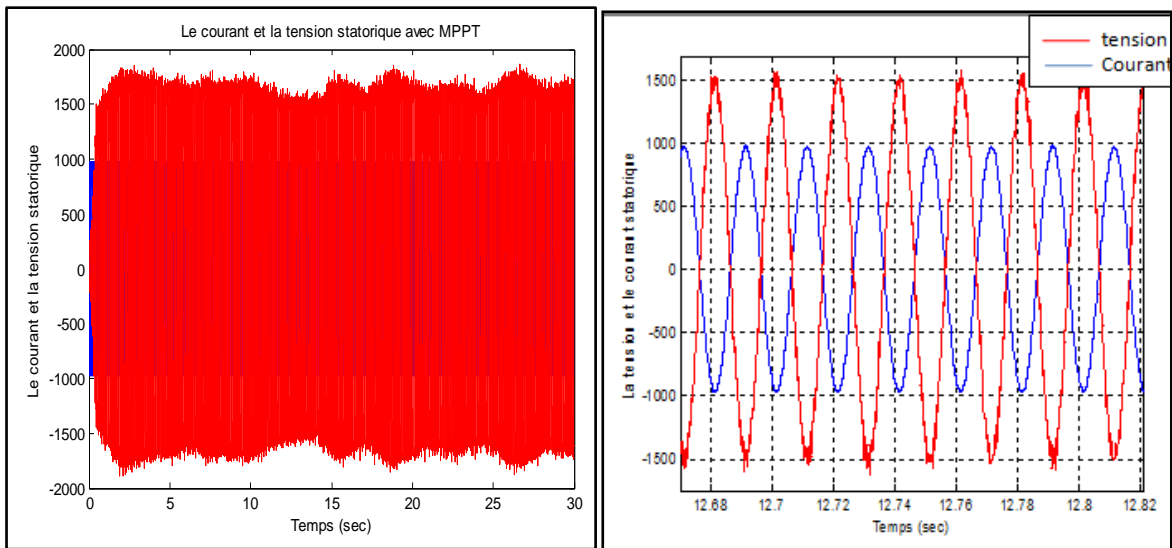


Figure 2.40 : Le courant et tension statorique avec MPPT.

La figure (2.40) montre l'augmentation des courants statorique avec MPPT, par contre les tensions gardent la même amplitude de 1000V obtenu avec les tensions statoriques sans MPPT (figure 2.34).

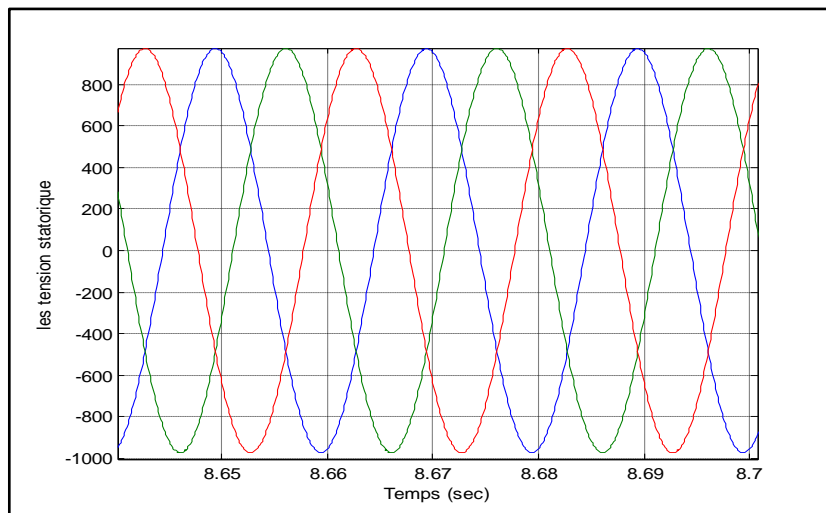


Figure 2.41 : Les trois tensions statorique avec MPPT.

La figure (2.41) montre que les tensions statorique reste constante avec et sans MPPT et maintien la même amplitude de déphasage et de fréquence.

2.6 Conclusion

Dans ce chapitre, on a étudié la chaîne éolienne composée de deux convertisseurs à trois niveaux (redresseur, onduleur) associés à une Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA) ainsi qu'une turbine connectée au rotor de cette machine avec une régulation de vitesse par un algorithme MPPT et sans MPPT, ont été étudiées.

L'utilisation de l'onduleur commandé par la modulation vectorielle à deux porteuses bipolaires permet d'avoir un taux d'harmoniques minime.

Le système de commande à été modélisé pour faire fonctionner l'éolienne de manière à extraire le maximum d'énergie du vent. Ce dispositif a permis de différentier entre les deux stratégies avec et sans MPPT, dans l'objectif d'augmenter le flux de la puissance électrique transitée.

Cette chaine permis l'identification de la variation des tensions et des courants et la demande de puissance de cette éolienne.

D'après les résultats de simulation, on a constaté que les deux tensions (U_{C1} , U_{C2}) ne sont pas constantes. Afin de régler ce problème ont été utilisées un pont de clamping ainsi qu'un asservissement de la tension $U_{C_{moy}}$. Ces derniers, ont permis l'obtention de tensions stables et ce indépendamment de la variation de la demande de puissance au niveau du réseau.

2.7 Références bibliographiques

- [1] B. Beltran, « Maximisation de la puissance produite par une génératrice asynchrone double alimentation d'une éolienne par mode glissant d'ordre supérieur », JCGE'08 LYON, décembre 2008.
- [2] R. Sanae, R. Gilles, S. Denetiere, « Modélisation de systèmes électromécaniques multi masses à base de machines asynchrones, à l'aide des outils Matlab et EMTP, avec application aux éoliennes », Département de Génie Électrique, École Polytechnique de Montréal, EPM-RT-2004.
- [3] B. Salloum, « Contribution à la Commande Robuste de la Machine Asynchrone à Double Alimentation », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2007.
- [4] A. Boyette, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », Thèse de doctorat, université de Heneri Poincaré, Nancy I, 2006.
- [5] S. El Aimani, B. François, B. Robyns, F. Minne, « Modeling and Simulation of Doubly Fed Induction Generators for Variable Speed Wind Turbines integrated in a Distribution Network », 10th European Conference on Power Electronics and Applications : (EPE 2003), Toulouse, France, CD, ISBN 90- 75815-07-7, September 2003.
- [6] Y. Zhang, J. Jia and W. Li « Study on converters for doubly fed induction generator based wind power generation system », IEEE International conference on power system technology, October 2010.
- [7] H. Huang, Y. Chung, « Coordinated Damping Control Design for DFIG-Based Wind Generation Considering Power Output Variation », IEEE Trans. Power Systems, vol. 27, no. 4, pp.1916-1925, November. 2012.
- [8] M. Malinowski, W. Kolomyjski, M. P. Kazmierkowski and S. Stynski, « Control of Variable-Speed Type Wind Turbines Using Direct Power Control Space Vector Modulated 3-Level PWM Converter » Industrial Technology, IEEE International Conference, pp. 1516-1521, Dec.2006.
- [9] M. Chinchilla, S. Arnaltes and J. Carlos Burgos, « Control of Permanent-Magnet Generators Applied to Variable-Speed Wind-Energy Systems Connected to the Grid », IEEE Trans. Energy Conversion, vol.21, pp.130-135, Mar.2006.
- [10] D. Luo, Y. Sun, S. Huang and K. Huang, « Control of Direct-Drive Permanent-Magnet Wind Power System Connected to Grid », Electrical Machines and Systems, ICEMS, IEEE International Conference, pp. 2459 –2463, Oct. 2008.

- [11] L. Mesbah, « Modélisation et Asservissement d'une Chaîne de Conversion Eolienne », 1^{er} Séminaire Méditerranéen sur l'Energie Eolienne, SMEE'2010, Alger, Algérie, Avril 2010.
- [12] T. Riouch and R. El-Bachtiri « Robust Control of the Active and Reactive Power Exchanged with the Rotor of the DFIG and the Grid », WSEAS TRANSACTIONS on ENVIRONMENT and DEVELOPMENT, Vol.9, no.1, pp 141-151, January.2013.
- [13] G. Xu Lie Xu, D. Chen « Coordinated DC Voltage Control of Wind Turbine With Embedded Energy Storage System », IEEE Trans. Energy Convers. Vol. 27, no. 4, pp. 1036 – 1045, Dec.2012.
- [14] A. Monroy, L. Alvarez, G. Espinosa-Pérez, « Passivity-based control for variable speed constant frequency operation of a DFIG wind turbine », International Journal of Control Vol. 81, No. 9, September 2008, 1399–1407.
- [15] E. Tremblay, S. Atayde and A. Chandra « Comparative Study of Control Strategies for the Doubly Fed Induction Generator in Wind Energy Conversion Systems: A DSP-Based Implementation Approach », IEEE Trans.Sustainable energy, vol. 2, no. 3, pp. 288-299, July 2011.
- [16] C. Liu, F. Blaabjerg, W. Chen and D. Xu, « Stator current harmonic control With resonant controller for doubly fed induction generator », IEEE Trans. Power Electron., vol. 27, no.7, pp.3207-3220, July, 2012.
- [17] G. Tapia, G. Santamaria, M. Telleria and A. Susperregui, « Methodology for smooth connection of doubly fed induction generators to grid », IEEE Trans. Energy convers. vol.24, no.4, pp. 959-971, December 2009.
- [18] K. Wong, S. Ho, K. Cheng, « Direct Voltage Control for Grid Synchronization of Doubly-fed Induction Generators », Electric Power Components and Systems, 36:960–976, 2008
- [19] T. Ahmed, K. Nishida and M. Nakaoka « Advanced voltage control of induction generator using rotor field-oriented control », Conference Record of IEEE Industry Applications Conference, Vol. 4, pp. 2835-2842, October, 2005.
- [20] M. Haque, M. Negnevitsky and M. Muttaqi, « A Novel Control Strategy for a Variable-Speed Wind Turbine With a Permanent-Magnet Synchronous Generator », IEEE Transactions On Industry Applications, Vol. 46, No. 1, pp. 331-339, January 2010.
- [21] O. Barambones, P. Alkorta « Wind turbine output power maximization based on sliding mode control strategy», IEEE 2010, pp.364-369.

- [22] T. Pan, Z. Ji and Z. Jiang « Maximum power point tracking of wind energy conversion systems based on sliding mode extremum seeking control», IEEE Energy 2030, Atlanta, GA USA, November, 2008.
- [23] R. Yager, D. Filev « Essentials of Fuzzy Modeling and Control», John Wiley et Sons (1994).
- [24] M. Abdullah, A. Yatim, C. Wei Tan « A study of maximum power point tracking algorithms for wind energy system », Proceedings of Clean Energy and Technology (CET), IEEE First Conference on, pp. 321 - 326, 2011.
- [25] J. Thongam, P. Bouchard, H. Ezzaidi, and M. Ouhrouche « Wind speed sensorless maximum power point tracking control of variable speed wind energy conversion systems », Electric Machines and Drives Conference, 2009. IEMDC'09. IEEE International, pp. 1832-1837, May 2009.

Annexe

Les paramètres de la MADA sont :

$$P_n = 1,5\text{MW},$$

$$p = 2, f = 50\text{Hz},$$

$$\text{Résistance statorique : } R_s = 0,012\Omega.$$

$$\text{Résistance rotorique : } R_r = 0,021\Omega.$$

$$\text{La Mutuelle : } M = 0,0135\text{H}.$$

$$\text{Inductance statorique : } L_s = 0,0137 \text{ H}.$$

$$\text{Inductance rotorique : } L_r = 0,0136 \text{ H}.$$

La tension du réseau utilisé : $V = 690\text{V}$ avec une fréquence de 50Hz .

Les paramètres de la turbine éolienne utilisée: Nombre de pale = 3, Diamètre de pale : $R = 70.5\text{m}$, Gain du multiplicateur : $G = 5.4$, L'inertie de la turbine $J = 0.042 \text{ Kg.m}^2$, Coefficient de viscosité: $f = 0.017 \text{ N.m.s}^{-1}$.

CHAPITRE 3

MAXIMISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE DE PETITE PUISSANCE

3.1. Introduction

Dans ce chapitre, les modèles de dimensionnement associés à la chaîne de conversion d'énergie appliquée à une éolienne de petite puissance, en particulier pour la génératrice et le redresseur à diode sont présentés. Un modèle de simulation de l'ensemble de la chaîne éolienne en insistant notamment sur le caractère multiphysique (prise en compte des phénomènes mécaniques, magnétiques, électriques) est aussi établi.

La génératrice triphasée présentée dans le chapitre précédent est connectée électriquement à un convertisseur statique. Ce convertisseur peut avoir une structure qui dépend des stratégies de recherche du point maximal de puissance. Deux familles de chaînes de conversion permettent la réalisation cette fonction :

- A partir de la structure de redressement MLI à six interrupteurs. Il est possible d'autopiloté la machine électrique.
- Un contrôlé indirect de la puissance éolienne est possible à travers l'utilisation d'une chaîne de conversion plus simple et moins coûteuse, à base de pont de diodes triphasé et d'un hacheur dévolteur classique ou d'un hacheur « asymétrique » en aval. Ces structures sont étudiées en considérant que la caractéristique de la voileure $C_p(\lambda)$ est connue.

Pour toutes les structures étudiées, que la charge est supposée comme une source de tension de type batterie possédant à ses bornes une tension bien définie, établie selon le cas étudié.

3.2. La conversion éolienne

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. La puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par la relation suivante [1, 2] :

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_V^3 \quad (3.1)$$

La roue de l'éolienne ne pouvant capter tout l'énergie cinétique du vent, la puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz:

$$P_{MAX} = \frac{16}{27} P_V \quad (3.2)$$

De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini comme :

$$C_P^{OPT} = \frac{P_{MAX}}{P_V} = \frac{2 \cdot P_{MAX}}{\rho \cdot S \cdot V_V^3} = 0.59 \quad (3.3)$$

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de cette puissance maximale théorique peut être exploitée par les machines les plus perfectionnées. Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne s'écrit :

$$C_p = \frac{2.P_{eol}}{\rho.S.V_v^3} \quad (3.4)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne une vitesse spécifique λ est utilisée. Elle est donnée par:

$$\lambda = \frac{R.\Omega}{V_v} \quad (3.5)$$

La figure (3.1) montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des turbines réelles à axe horizontal avec 1, 2, 3 et 4 pales. On remarque que pour chaque type d'éolienne correspond une vitesse normalisée, λ_{opt} , qui maximise son rendement aérodynamique.

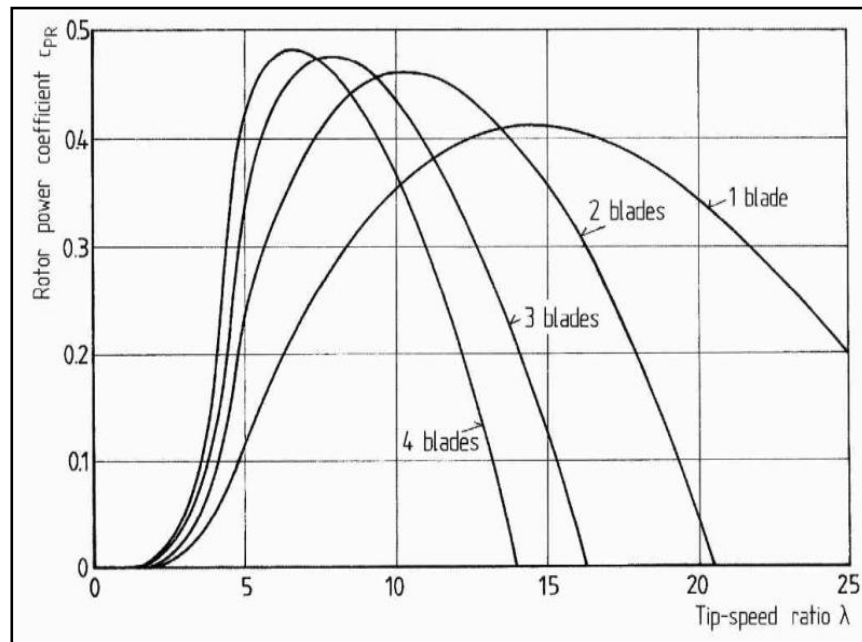


Figure 3.1 : Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée [3].

3.3. Modélisation de la chaîne éolienne de petite puissance

La voilure de type Savonius est directement accouplée à la génératrice et permet ainsi la transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique. Les composants électriques tels que convertisseurs statiques et éléments de filtrage disposés en aval de la génératrice ont un rôle d'adaptation active des caractéristiques de l'énergie électrique entre la génératrice et la charge finale. La charge, sous la forme d'un pack de batteries, donc d'éléments électrochimiques, est un élément de stockage. L'énergie stockée peut être ensuite distribuée vers un éventuel réseau sur lequel sont raccordés des consommateurs (figure 3.2).

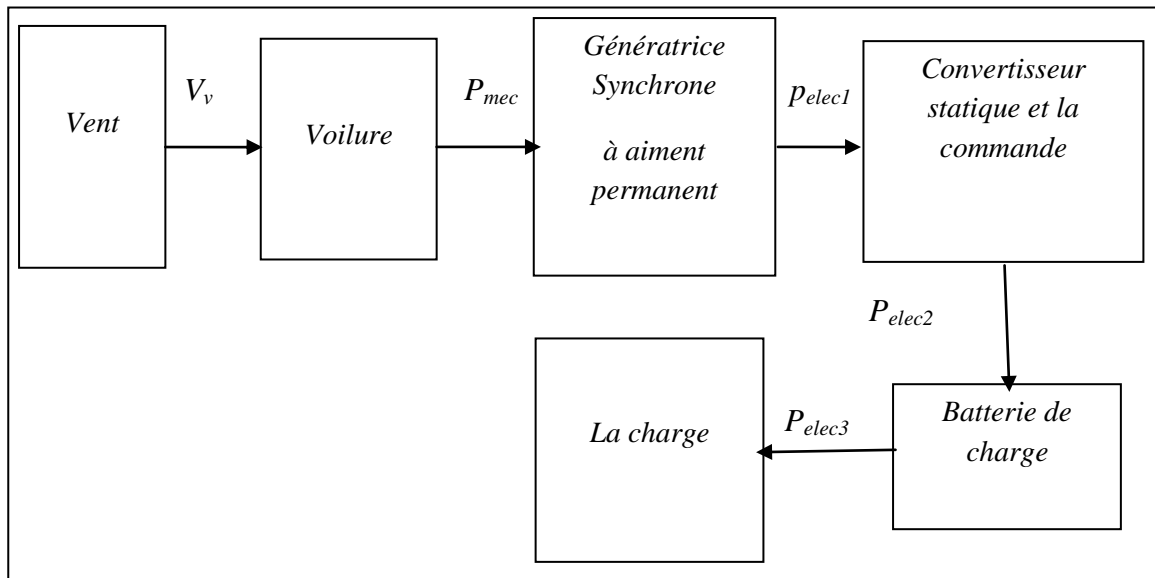


Figure 3.2 : Chaîne de conversion d'énergie éolienne de petite puissance [4].

La vitesse du vent peut être modélisée [5], sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques tel que :

$$V_v(t) = A + \sum_{n=1}^i (a_n \cdot \sin(b_n \cdot \omega_v \cdot t)) \quad (3.6)$$

Avec : A : constante, et $b_n \cdot \omega_v$: représentent respectivement l'amplitude et la pulsation de l'échantillon du vent.

Une voilure d'éolienne transforme l'énergie de la masse d'air en mouvement mécanique et délivre ainsi une puissance mécanique caractérisée par la vitesse de rotation $\Omega(t)$ et le couple mécanique $C_{mec}(t)$.

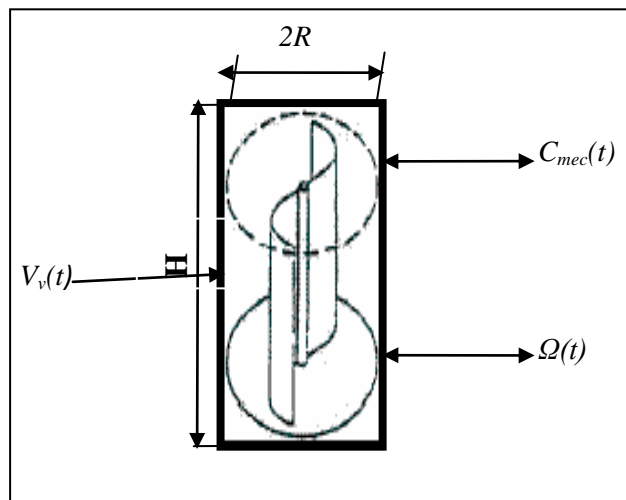


Figure 3.3 : Entrées – sorties du modèle de la voilure Savonius [6].

Le modèle le plus basique consiste à supposer un fonctionnement quasi-statique en mode générateur de couple éolien C_{eol} :

$$C_{eol} = \frac{C_p(\lambda) \rho \cdot R^2 H \cdot V_V^2}{\lambda} \quad (3.7)$$

Le couple éolien n'est pas égal au couple mécanique présent sur l'arbre de la turbine ($C_{eol} \neq C_{méca}$) [6], à cause de l'inertie conséquente de la turbine J et, dans une moindre mesure, des frottements mécaniques f des paliers, comme présenté schématiquement sur la figure (3.4.a). Il s'avère que l'inertie d'une turbine Savonius est très importante. Il est donc impossible de considérer la turbine vue de l'arbre mécanique comme une source de couple liée directement à la vitesse du vent et à la courbe caractéristique. Il est plus physique de la considérer comme une source de vitesse. L'équivalence électrique d'un tel système inertiel est montrée sur le schéma de la figure (3.4.b).

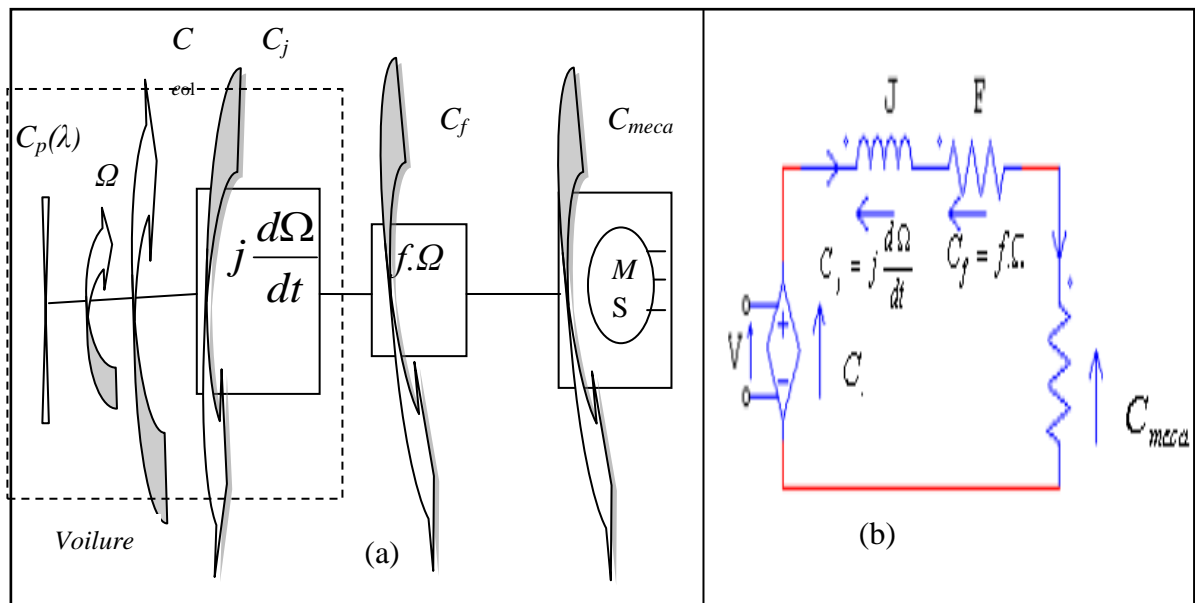


Figure 3.4 : a) Schéma bloc d'une turbine éolienne, b) Schéma électrique équivalent de la turbine éolienne [6].

L'équation mécanique qui gère un tel ensemble est donnée par :

$$\Delta C = C_{eol} - C_{mec} = j \cdot \frac{d\Omega}{dt} + f \cdot \Omega \quad (3.8)$$

La valeur de la vitesse est obtenue grâce à l'intégrale suivante :

$$\Omega = \frac{1}{j} \int (\Delta C - C_f) dt \quad (3.9)$$

Où : $C_f = f \cdot \Omega$.

Les calculs appliqués par le modèle de l'éolienne sont donnés par le schéma de la figure (4.5).

On remarque que la caractéristique $C_p(\lambda)$ de la voilure est représentée par un polynôme de troisième degré sous la forme [6] :

$$C_p(\lambda) = a \cdot \lambda^3 + b \cdot \lambda^2 + c \cdot \lambda + d \quad (3.10)$$

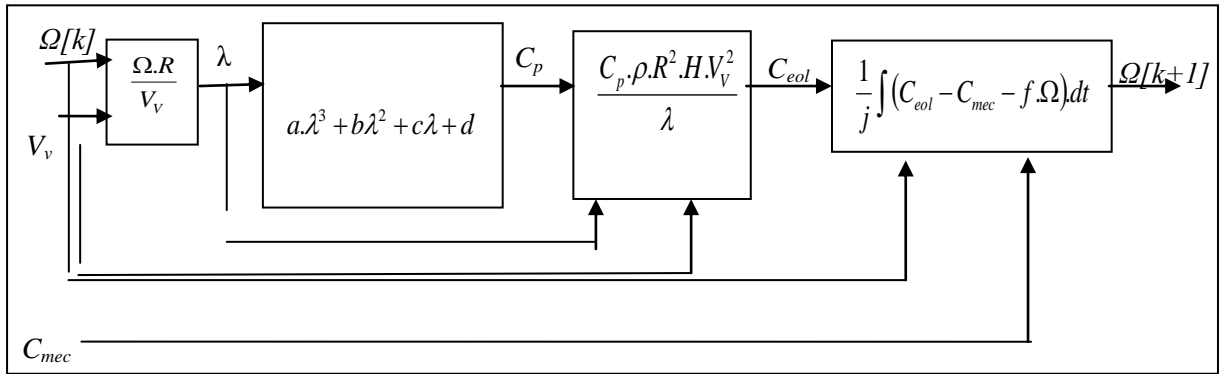


Figure 3.5 : Calculs du modèle de la turbine [6].

L'équation (3.11) de la courbe caractéristique de la voilure est le résultat de l'interpolation des points en provenance de mesures sur les différentes voilures ou des points présentés dans divers documents de référence [6]. Cette façon de représenter la courbe caractéristique d'une voilure dans la plage de fonctionnement de l'éolienne ($0 < \lambda < \lambda_{max}$) est simple et suffisamment précise. La courbe caractéristique de la voilure Savonius utilisée pour l'étude du système éolien est présentée sur la figure (3.6).

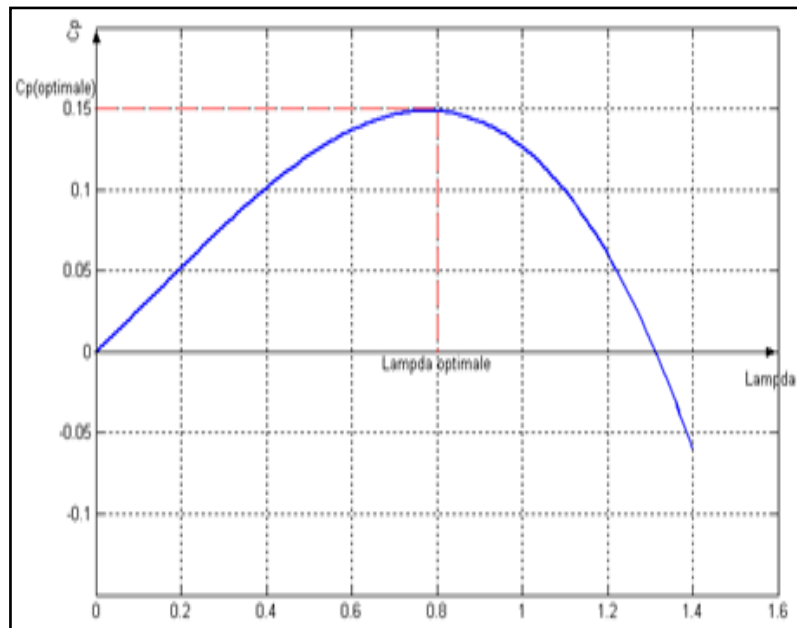


Figure 3.6 : Courbe caractéristique retenue pour les essais [7].

$$C_p(\lambda) = -0.2121\lambda^3 + 0.0856\lambda^2 + 0.2529\lambda + 0 \quad (3.11) \quad \text{Où : } \lambda_{opt} = 0.78, C_p^{opt}(\lambda_{opt}) = 0.15, \lambda_0 = 1.31$$

$$H = 2m, R = 0.5m$$

Sont les valeurs de la vitesse réduite optimale, le coefficient de puissance maximal et la voilure qui délivre un maximum de puissance mécanique. Il est donc fortement souhaitable d'exploiter le système éolien de façon à obtenir son fonctionnement sur ce point.

3.3.1 Modélisation de la Machine synchrone à aimants permanents

Dans le cadre de cette étude, une machine spécialement conçue pour être employée dans un ensemble éolien à axe vertical du type Savonius est considérée. Il s'agit d'une machine synchrone WR-02 [7] présentée sur le schéma de la figure (3.7). Cette machine multi pôle est à aimants permanents et à rotor extérieur. Compte tenu de la gamme de vitesse de rotation de l'éolienne, le nombre élevé de pôles sert à obtenir une fréquence électrique suffisante sans avoir recours au multiplicateur mécanique, ce qui permet de réduire les pertes mécaniques et d'augmenter la durée de vie du système. Ne disposant pas de données électriques et mécaniques complètes sur la génératrice triphasée WR-02 [7] ; les seules données initiales disponibles seront utilisées, à savoir :

$$p = 17, U_N = 90V, I_n = 4,8A, P_n = 600W$$

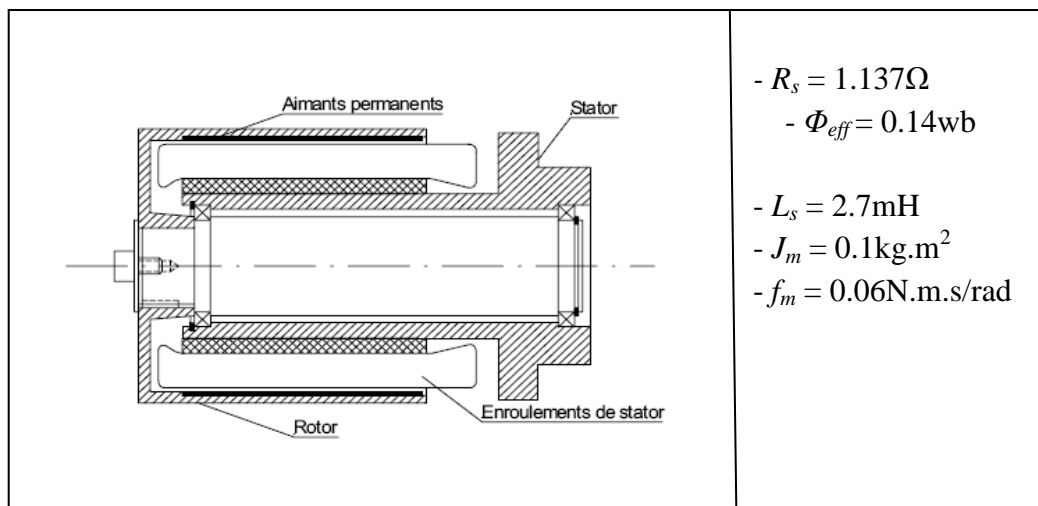


Figure 3.7 : Construction mécanique de la génératrice WR-02 [7].

Le modèle suppose qu'on dispose d'armatures à pôles lisses (sans pièce polaire) [8, 9], qu'il n'y a pas de saturation et que la constitution des bobinages est parfaitement symétrique.

Les équations de la machine synchrone à aimants permanents utilisées sont :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Où V_i , i_i , Φ_i sont respectivement les tensions, les courants et les flux magnétiques des phases du stator de la machine, R_s étant la résistance des enroulements. Les couplages sont définis comme suit [10] :

$$\begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \Phi_{pm} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) \\ \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Où : θ_r est l'angle électrique et Φ_{pm} est le flux de l'aimant vu du stator.

3.3.2 Les Convertisseurs statiques

Pour l'éolien, les convertisseurs statiques sont des éléments essentiels du système de conversion d'énergie. Non seulement ils permettent d'obtenir la forme souhaitée de l'énergie électrique mais aussi d'optimiser la puissance prélevée [11, 12] et ce en supposant les pertes négligeables dans tous les montages étudiés. Le pont de diodes est donné par le schéma présenté en figure (3.8) :

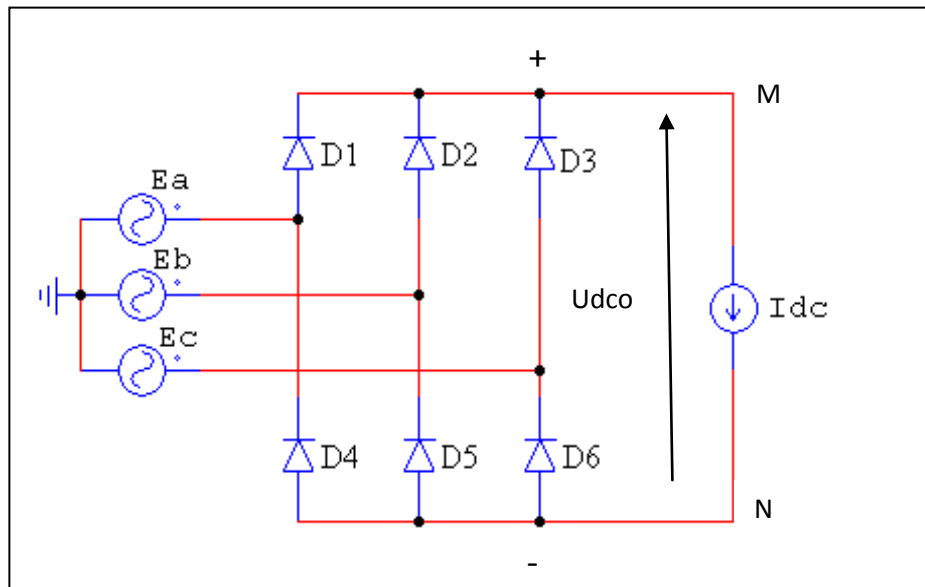


Figure 3.8 : Schéma d'un circuit parfait [13].

La tension redressée est figurée en (3.9), U_{dco} à vide est définie par:

$$U_{dco} = \frac{3}{\pi} \cdot E_{ab}^{\max} \approx 2,34 E_a \quad (3.14)$$

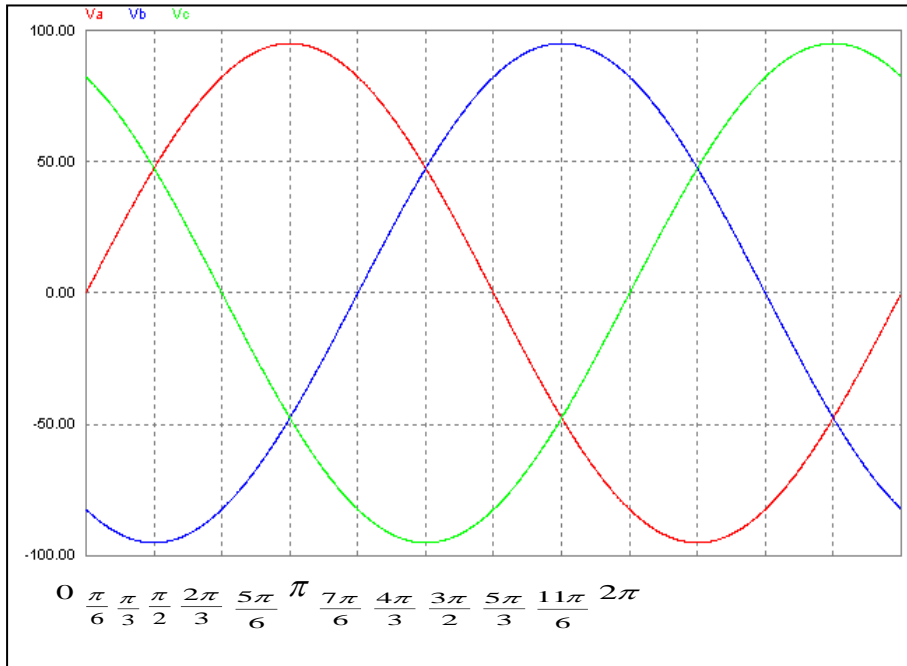


Figure 3.9 : Tensions simples des phases.

Le hacheur série représenté ci-dessous en figure (3.10), est un abaisseur de tension :

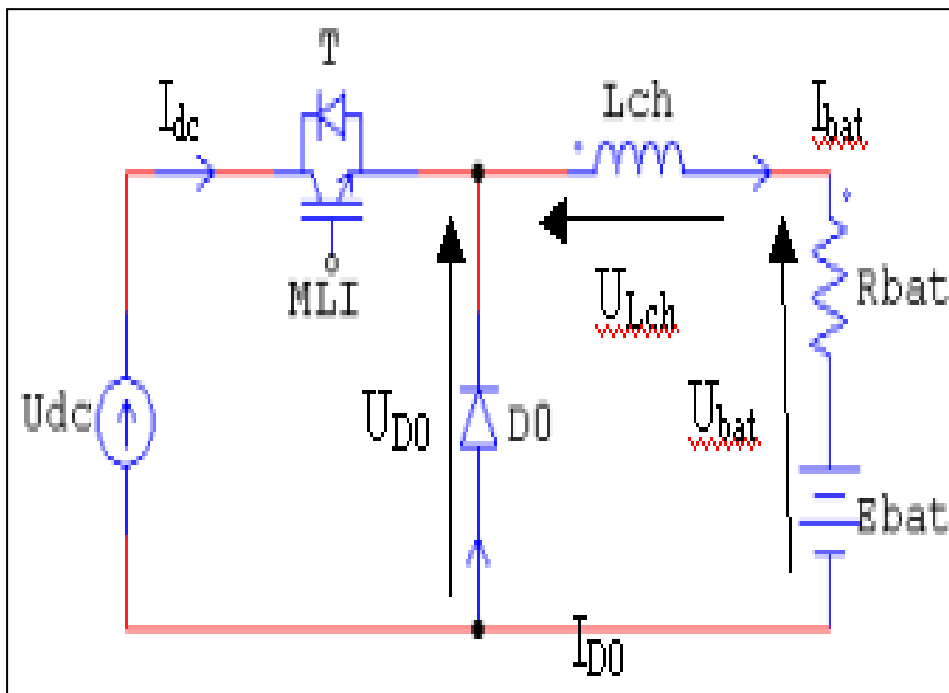


Figure 3.10 : Structure d'un hacheur dévolteur [14].

Les équations du modèle mathématique s'écrivent :

$$L_{ch} = \frac{(1-\alpha)}{\Delta I_{bat}^{max} \cdot f_{dec}} \cdot E_{bat} \quad (3.15)$$

$$U_{D0} = \alpha \cdot U_{dc} \quad (3.16)$$

$$u_{D0} = u_{bat} + u_{Lch} \quad (3.17)$$

$$u_{D0} = E_{bat} + R_{bat} \cdot I_{bat} + L_{ch} \cdot \frac{di_{bat}}{dt} \quad (3.18)$$

$$U_{Lch}(t) = L_{ch} \cdot \frac{dI_{bat}}{dt} \quad (3.19)$$

$$I_{bat}(p) = \frac{1}{L_{ch} \cdot p} \cdot U_{Lch} \quad (3.20)$$

En raison du fort rapport de tension entre celle de la batterie et du bus, le rapport cyclique du travail est proche de sa valeur de butée basse ou le fonctionnement dégradé dû à la mise en butée peut apparaître en régime transitoire. Pour éviter ce problème, la structure en pont à commande différentielle qui sera présentée par la suite, permet de ramener ce rapport cyclique de travail proche de 0.5.

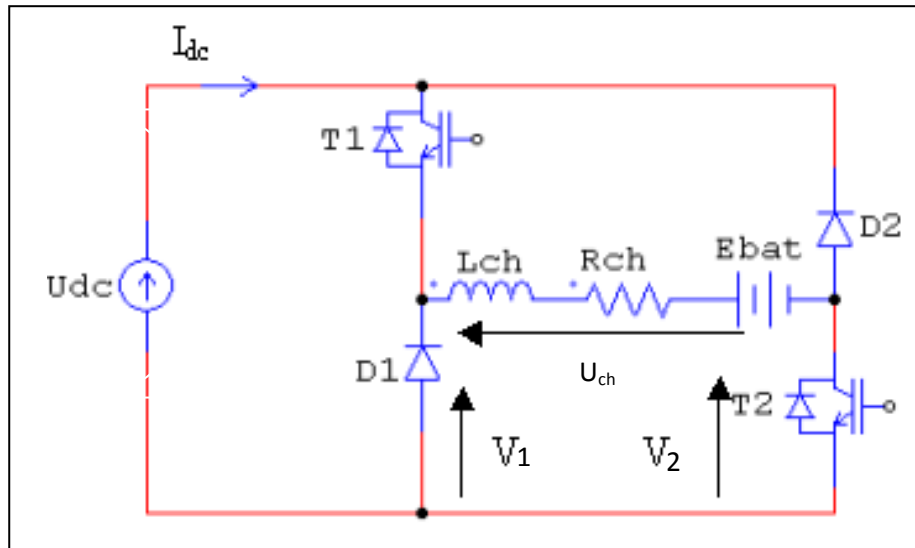


Figure 3.11 : Schéma de Hacheur en pont à commande différentielle [13].

Les équations du modèle mathématique sont alors :

$$V_1 = U_{dc} \cdot \left(\frac{1}{2} + \frac{\Delta\alpha}{2} \right) \quad (3.21)$$

$$V_2 = U_{dc} \cdot \left(\frac{1}{2} - \frac{\Delta\alpha}{2} \right) \quad (3.22)$$

$$U_{ch} = V_1 - V_2 = U_{dc} \cdot \left(\frac{1}{2} + \frac{\Delta\alpha}{2} \right) - U_{dc} \cdot \left(\frac{1}{2} - \frac{\Delta\alpha}{2} \right) = U_{dc} \cdot \Delta\alpha \quad (3.23)$$

Les rapports cycliques α_1 et α_2 pour chacun des interrupteurs sont donc égaux à :

$$\alpha_1 = 0,5 + \frac{\Delta\alpha}{2}$$

$$\alpha_2 = 0,5 - \frac{\Delta\alpha}{2}$$
(3.24)

$$U_{ch} = U_{dc} \cdot \Delta\alpha$$

$$U_{ch} = U_{bat} + U_{Lch} = E_{bat} + R_{bat} \cdot I_{bat} + L_{ch} \cdot \frac{dI_{bat}}{dt}$$
(3.25)

Le redresseur triphasé à modulation de largeur des impulsions permet un contrôle totalement réversible de la puissance instantanée. Par un autopilotage de la machine synchrone, il peut contrôler les grandeurs électromécaniques telles que le couple C_{em} ou la vitesse de rotation de la génératrice Ω .

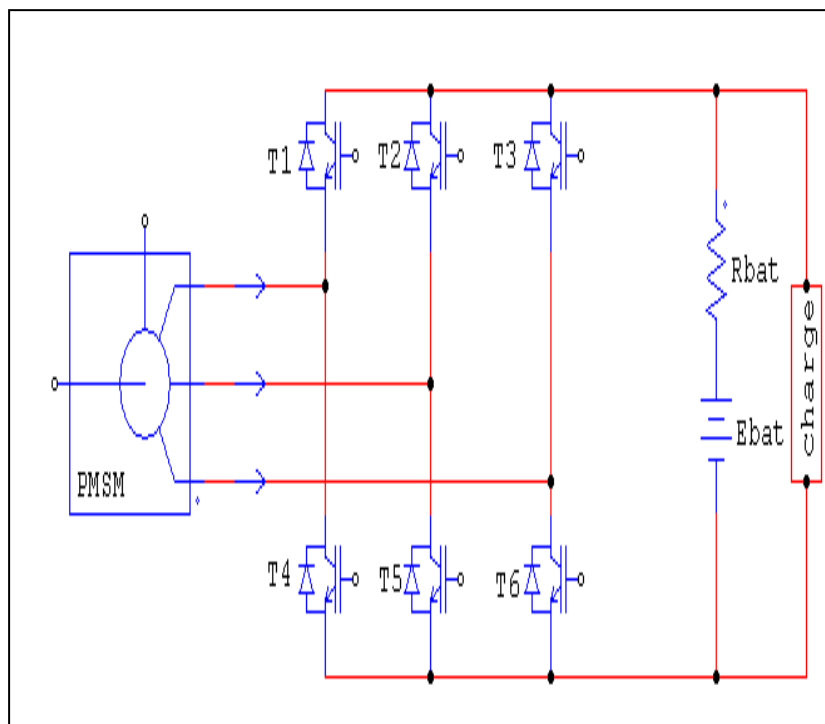


Figure 3.12 : Redresseur MLI [13].

Les équations différentielles suivantes décrivent la machine synchrone à aimants permanents dans le repère de PARK:

$$\begin{cases} V_{sd} = R_S \cdot I_{sd} + L_{sd} \cdot \frac{di_{sd}}{dt} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega \cdot L_{sq} \cdot I_{sq} \\ V_{sq} = R_S \cdot I_{sq} + L_{sq} \cdot \frac{di_{sq}}{dt} - \omega \cdot \phi_{sd} \end{cases}$$
(3.26)

On suppose que :

$$\phi = cst \Rightarrow \frac{d\phi}{dt} = 0, \quad L_{sd} = L_{sq} = L_s$$
(3.27)

L'équation du couple électromagnétique :

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \phi_{sd} \cdot I_{sq} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \phi \cdot I_{sq} \quad (3.28)$$

3.3.3 Batterie

Dans tous les circuits étudiés, une charge de type batterie est considérée. Nous avons admis pour les configurations basse tension (hacheur dévolteur simple, hacheur en pont) que la batterie était composée d'une source de tension parfaite E_{bat} en série avec une résistance interne R_{bat} .

$$U_{bat} = E_{bat} + R_{bat} \cdot I_{bat} \quad (3.29)$$

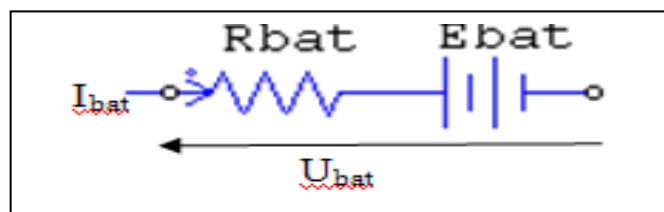


Figure 3.13 : Schéma de simulation de la batterie [14].

3.4. Méthodes de recherche du point de puissance maximale

Le schéma de la figure (3.14) donne les courbes caractéristiques de la voilure éolienne de type Savonius $P(\Omega)$. Chaque courbe en ligne pointillée correspond à une vitesse du vent donnée.

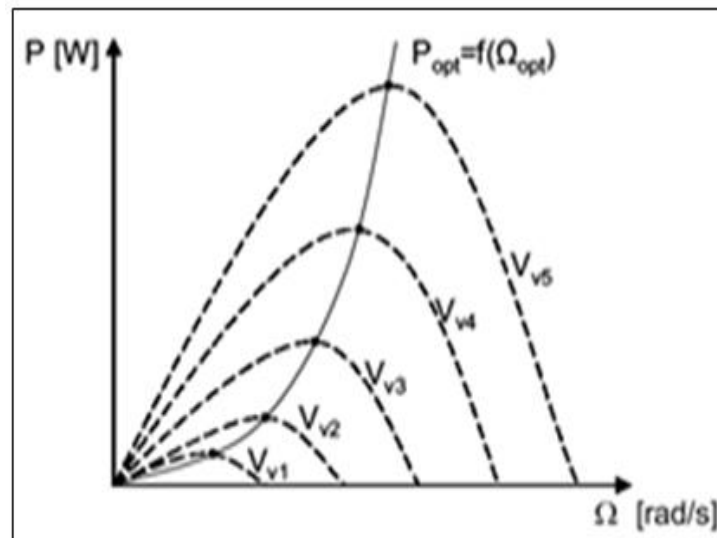


Figure 3.14 : Caractéristiques d'une éolienne du type Savonius dans le plan puissance – vitesse [15].

L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale de forme cubique. Idéalement, cette courbe doit

être suivie à tout moment de fonctionnement du système éolien. Pour s'approcher de ce but une commande spécifique doit être utilisée. Pour cela, il y a deux approches possibles :

- La première, considère que la caractéristique $C_p(\lambda)$ n'est pas connue. Un algorithme de recherche extrême, tel que celui basé sur la logique floue.
- La seconde façon d'agir, suppose que cette caractéristique de voileure est connue. Il suffit de suivre la courbe de puissance optimale comme caractéristique de charge pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales.

3.4.1 Maximisation de puissance avec la logique floue

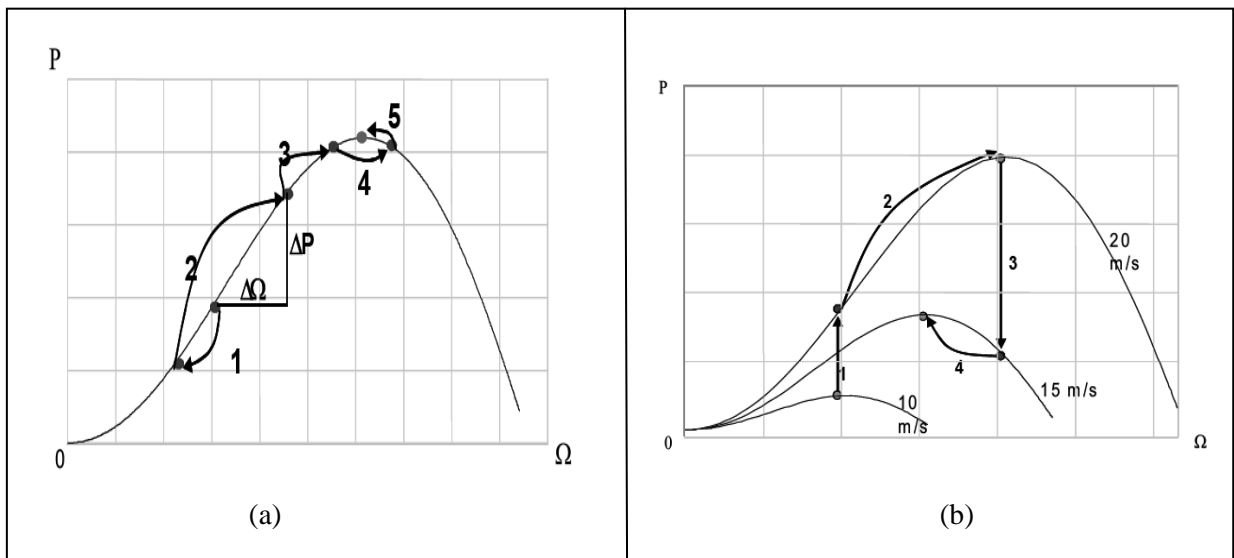


Figure 3.15 : Principe de fonctionnement de MPPT : a) à vitesse de vent constante, b) à vitesse de vent non constante [16].

La structure de base d'un contrôleur MPPT flou est donnée par le schéma suivant :

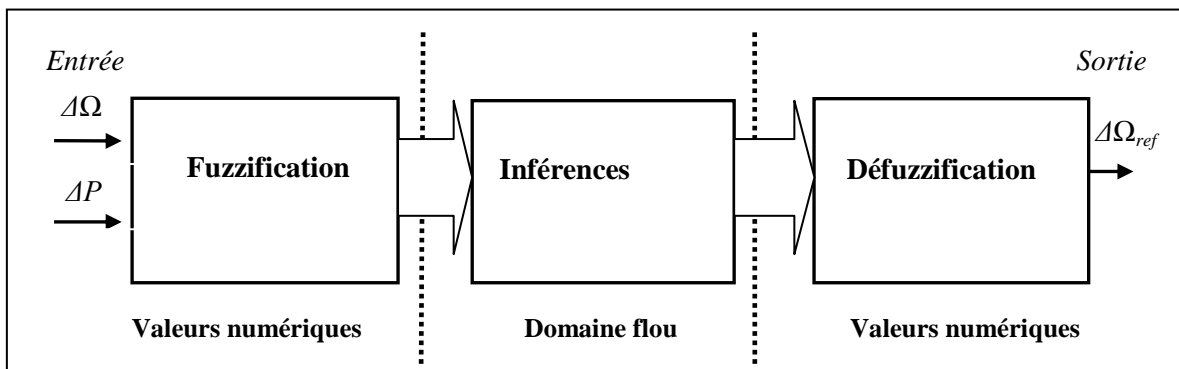


Figure 3.16 : Structure de base du contrôleur MPPT flou [17].

La théorie des ensembles flous repose sur la notion d'appartenance partielle. Plusieurs fonctions d'appartenance peuvent être définies sur la même variable : dans le cas de la figure (3.17), la variable ΔP appartient toujours à deux fonctions d'appartenance [18]. Les fonctions

d'appartenance peuvent prendre n'importe quelle forme. Dans notre cas elles sont triangulaires, principalement pour des raisons de simplification de calculs. Les fonctions d'appartenance de la variable ΔP sont : GN : (Grand Négatif), MN : (Moyen Négatif), PN : (Petit Négatif), ZE : (Zéro), GP : (Grand Positif), MP : (Moyen Positif), PP : (Petit Positif).

L'opération de fuzzification permet de passer du domaine réel au domaine flou. Elle consiste à déterminer le degré d'appartenance (μ) d'une variable d'entrée pour une fonction d'appartenance donnée. Le degré d'appartenance représente le degré de vérité de la fonction d'appartenance [18].

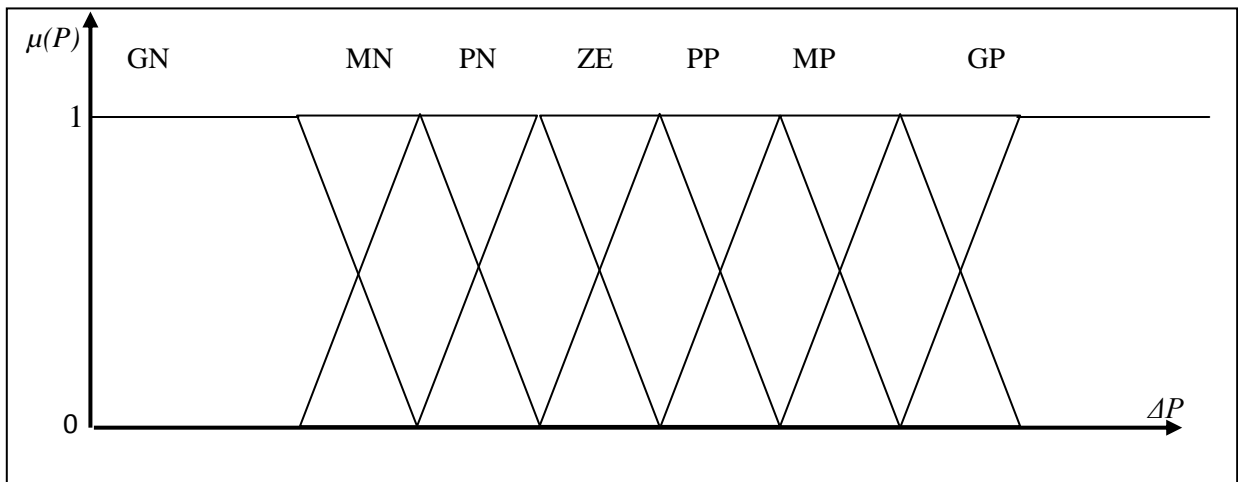


Figure 3.17 : Fuzzification : fonction d'appartenance de l'entrée ΔP [18].

A cette étape du processus de calcul flou, la fuzzification des variables d'entrée effectuée est suivie par l'inférence qui consiste à déterminer les degrés d'appartenance des fonctions d'appartenance de sortie à l'aide d'un tableau d'inférence (tableau 3.1). La connaissance du système à piloter ainsi que sur une part d'intuition.

Tableau 3.1 : Règles permettant de déterminer les fonctions et les degrés d'appartenance de $\Delta\Omega_{ref}(k)$ [18].

$\Delta P \backslash \Delta\Omega_{ref}$	GN	MN	PN	ZE	PP	MP	GP
GN	GP	GP	MP	ZE	MN	GN	GN
MN	GP	MP	PP	ZE	PN	MN	GN
PN	MP	PP	PP	ZE	PN	PN	MN
ZE	GN	MN	PN	ZE	PP	MP	GP
PP	MN	PN	PN	ZE	PP	PP	MP
MP	GN	MN	PN	ZE	PP	MP	GP
GP	GN	GN	MN	ZE	MP	GP	GP

La troisième phase des calculs est l'opération de défuzzification qui permet de passer du domaine flou au domaine réel. Il s'agit de calculer une valeur numérique pour $\Delta\Omega_{ref}[k]$, à partir des fonctions d'appartenance représentant la valeur de sortie ($\Delta\Omega_{ref}[k] = GN, \Delta\Omega_{ref}[k] =$

MN, $\Delta\Omega_{ref}[k] = \text{PN}$, $\Delta\Omega_{ref}[k] = \text{ZE} \dots$). Pour cela, on utilise la méthode du centre de gravité à partir de fonctions singletons (figure 3.18).

$$\Delta\Omega_{ref}[k] = \frac{\sum_{i=1}^7 (x_i \cdot \mu_i)}{\sum_{i=1}^7 \mu_i} = 1,81 \quad (3.30)$$

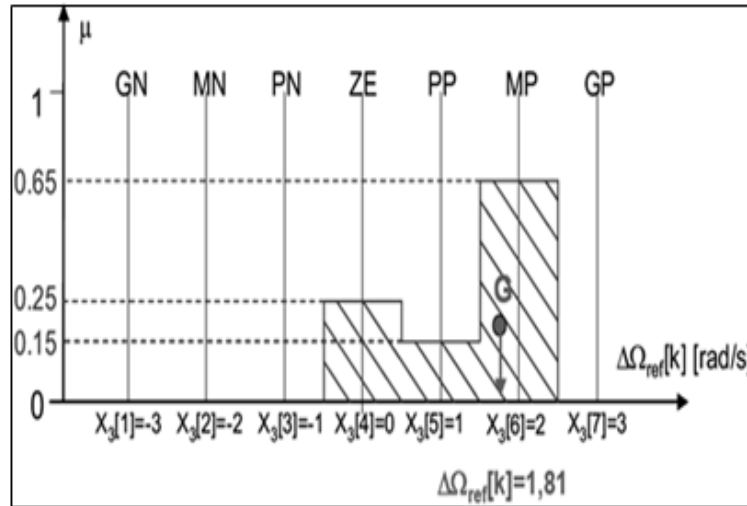


Figure 3.18 : Défuzzification à l'aide de fonctions singleton par la méthode du centre de Gravité [18].

La simulation de l'algorithme MPPT à logique floue est déterminée comme donnée en figure (3.19) :

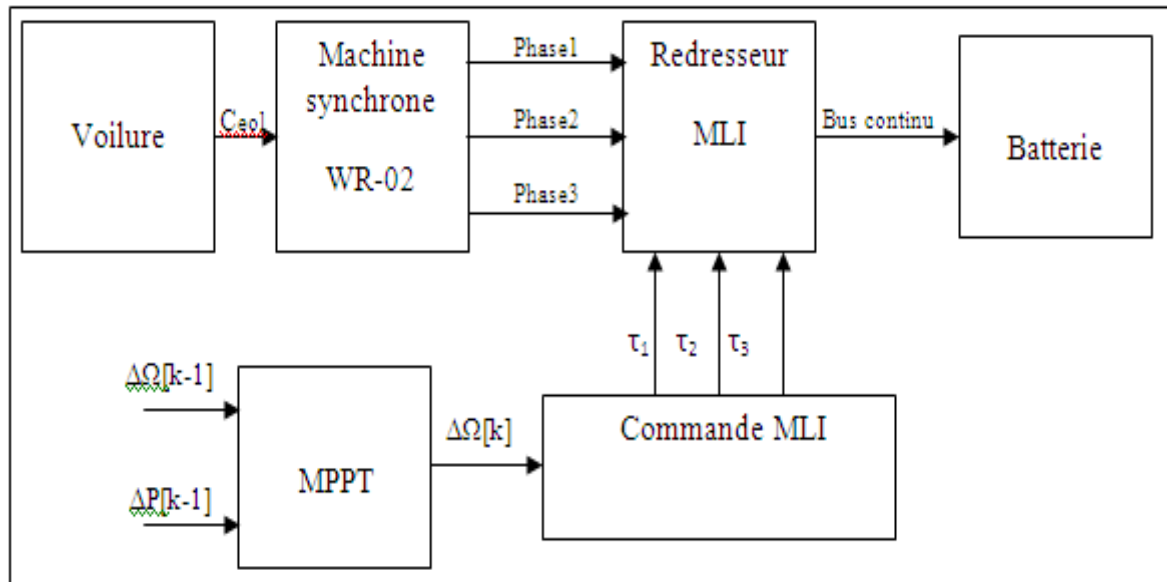


Figure 3.19 : Schéma complet de simulation de système avec MPPT – redresseur MLI [19].

Il existe des cas de fonctionnement sensibles dans lesquels l'algorithme MPPT flou a du mal à converger rapidement. C'est le cas quand la vitesse du vent augmente constamment ou au contraire quand la vitesse est constamment décroissante.

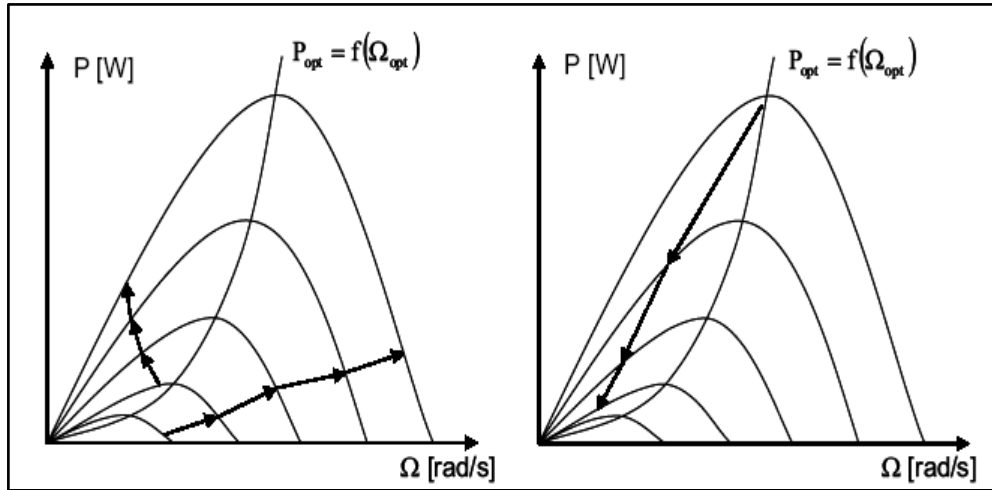


Figure 3.20 : Problème de fonctionnement de MPPT [19] : a) augmentation du vent
b) diminution du vent.

Dans le cas de la commande indirecte par le pilotage du courant de charge, MPPT coté DC est montrée dans la figure suivante :

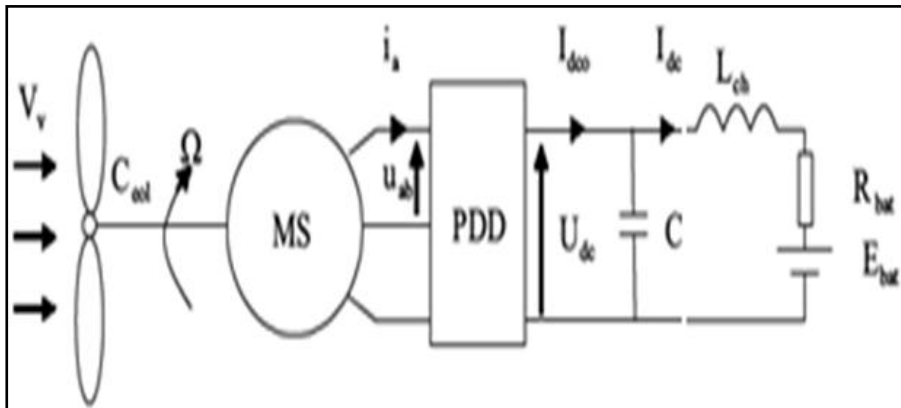


Figure 3.21 : Schéma de circuit à pont de diodes [19, 20].

Les équations de ce système sont donnée par :

$$P_{bat}^{max} = \eta \cdot k_{opt} \cdot \Omega_{opt}^3 \quad (3.31)$$

$$I_{bat}^{opt} = \frac{\eta \cdot k_{opt}}{U_{bat}} \cdot \Omega_{opt}^3 = k'_{opt} \cdot \Omega_{opt}^3 \quad (3.32)$$

$$U_{dc}(\Omega) \approx \frac{3}{\pi} \cdot E_{ab}^{max} = \frac{3 \cdot \sqrt{6}}{\pi} \cdot \Phi_{eff} \cdot P \cdot \Omega \quad (3.33)$$

$$\text{Avec : } k_{opt} = \frac{C_P^{opt} \cdot R^4 \cdot H}{\lambda_{opt}^3}$$

Le dispositif de recherche de la puissance maximale peut être alors construit pour ce type de circuit (figure 3.22) en utilisant la mesure de la vitesse de rotation.

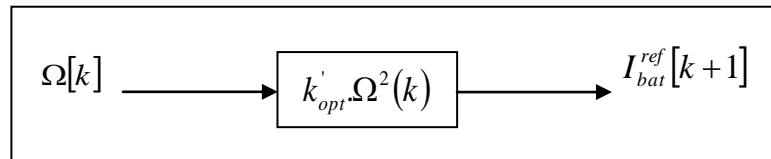


Figure 3.22 : Courant de référence en fonction de la vitesse de rotation [20].

Il peut aussi prendre la forme de la figure (3.23) où $f(U_{dc})$ représente la fonction puissance maximale batterie en fonction de la tension du bus continu à déterminer.

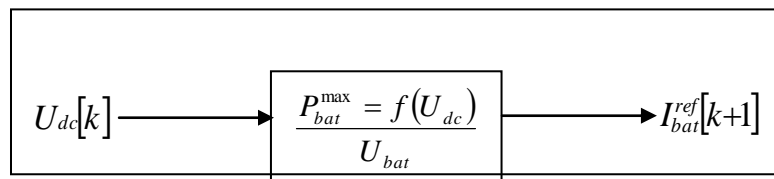


Figure 3.23 : Courant de référence en fonction de la tension bus [20].

3.4.1.1 Hacheur dévolteur simple

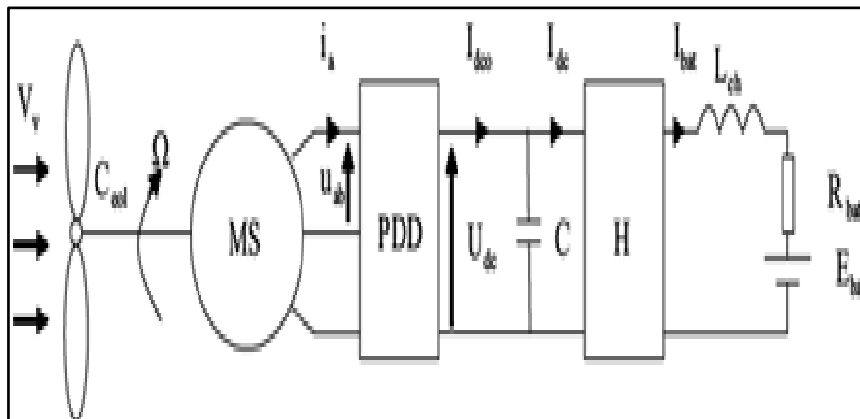


Figure 3.24 : Schéma de circuit à pont de diodes [20].

L'équation (3.34), à la base du dispositif MPPT de la figure (3.23) en est tirée.

$$P_{bat}^{max}(U_{dc}) = (a.U_{dc} + b)^3 \quad (3.34)$$

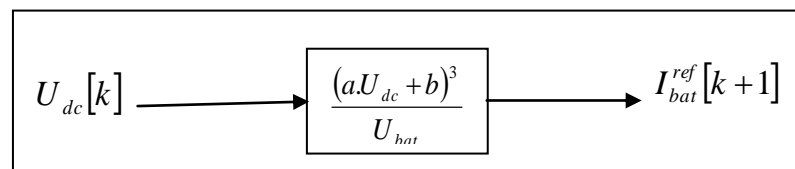


Figure 3.25 : Schéma de pilotage MPPT [20].

3.4.1.2 Hacheur en pont à commande différentielle

Comme pour la structure basée sur le hacheur dévolteur simple, la caractéristique de puissance maximale côté batterie en fonction de la tension du bus continu U_{dc} est déterminé. Ainsi, la même stratégie MPPT que précédemment est obtenue tel que montré en figure (3.23). L'équation (3.34) est alors utilisée.

3.4.2 Simulation avec la vitesse du vent non linéaire

L'approche logique floue pour la recherche du point de puissance maximale est utilisé par simulation sur l'échantillon de test du vent tel que donné en figure (3.26).

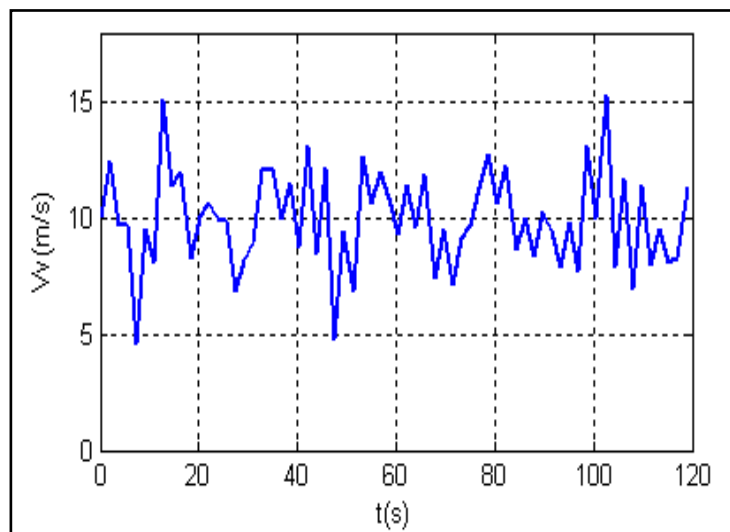


Figure 3.26 : Echantillon de test du vent.

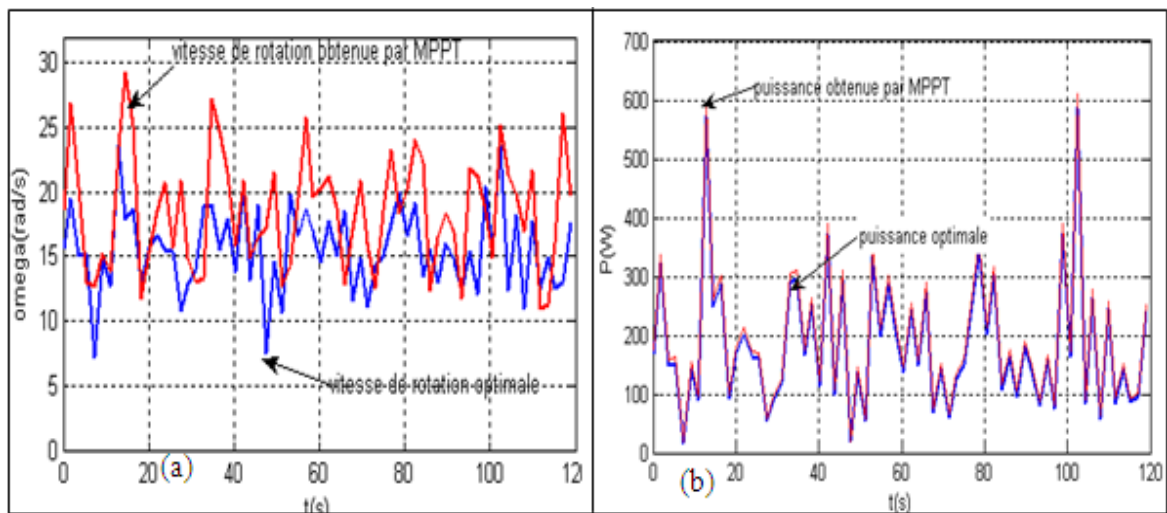


Figure 3.27 : Courbes issue de la MPPT et optimale : a) courbes de Vitesse de rotation, b) courbes de puissance.

La vitesse de rotation de la turbine éolienne détermine le point de fonctionnement par rapport au point de puissance maximale. La différence entre la vitesse issue de la MPPT et la vitesse optimale se traduit alors par une perte en puissance.

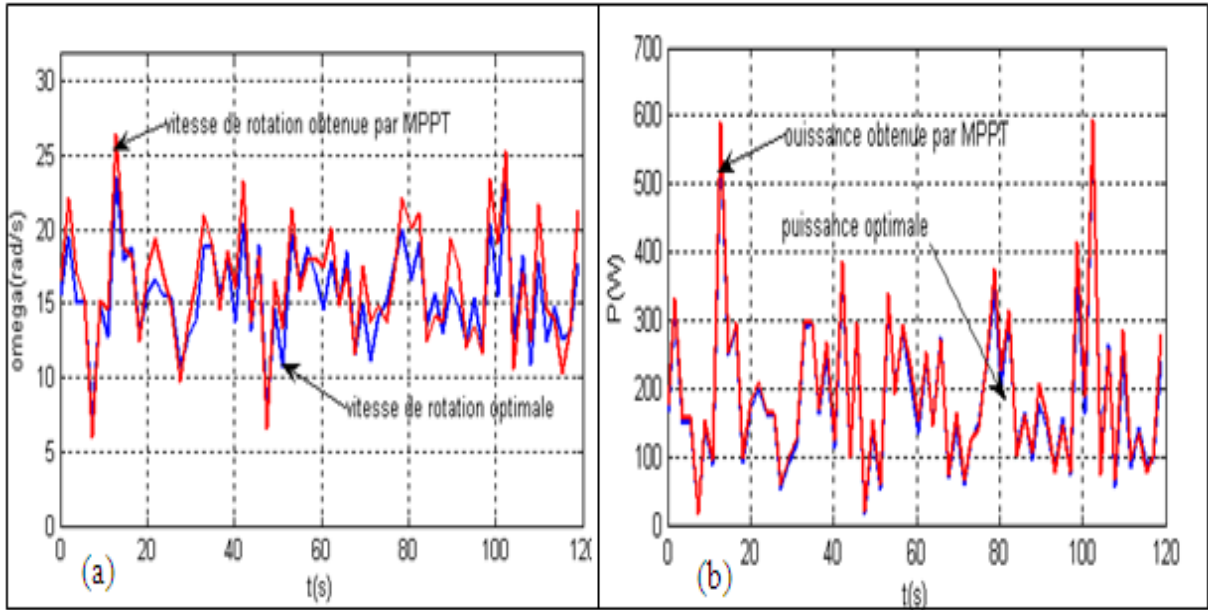


Figure 3.28 : Courbes issues de la MPPT et optimale – entrées relatives : a) courbes de Vitesse de rotation, b) courbes de puissance.

Par rapport aux résultats précédents de la figure (3.27), la vitesse de rotation se rapproche de l'optimum pour toute l'étendue de la vitesse du vent de l'échantillon (Figure 3.26). Les performances de la MPPT peuvent encore être améliorées.

En effet, à cause des fluctuations rapides de la puissance mesurée à la sortie du redresseur MLI, il est préférable de remplacer la variation de la puissance instantanée par la quantité de l'énergie récupérée pendant une période d'échantillonnage du dispositif MPPT. Ceci revient à faire la moyenne de la puissance instantanée.

La variable d'entrée du dispositif MPPT est donc ΔE et $\Delta \Omega$ relatifs tandis que la variable de sortie reste la même que précédemment.

$$\Delta E[k] = \int U_c \cdot I_c d\tau \quad (3.35)$$

$$\Delta E_{norm}[k] = \frac{\Delta E[k]}{\langle E[k] \rangle} = \frac{2 \cdot \Delta E[k]}{E[K] - E[k-1]} \quad (3.36)$$

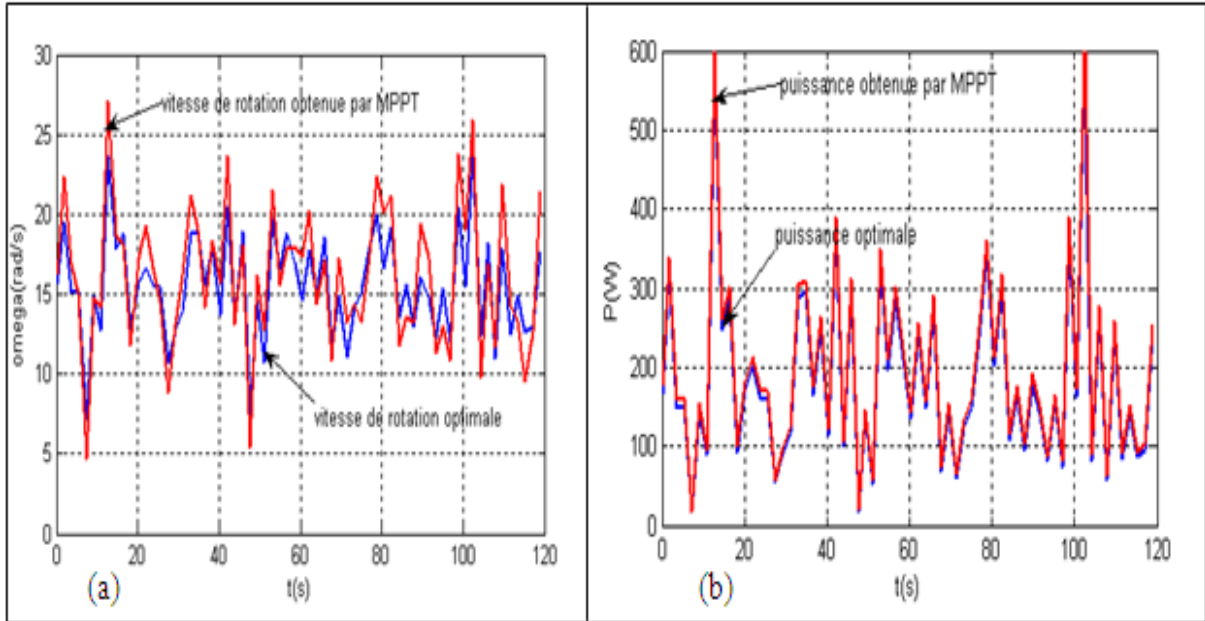


Figure 3.29 : Courbes issues de la MPPT et optimale : a) courbes de Vitesse de rotation, b) courbes de puissance.

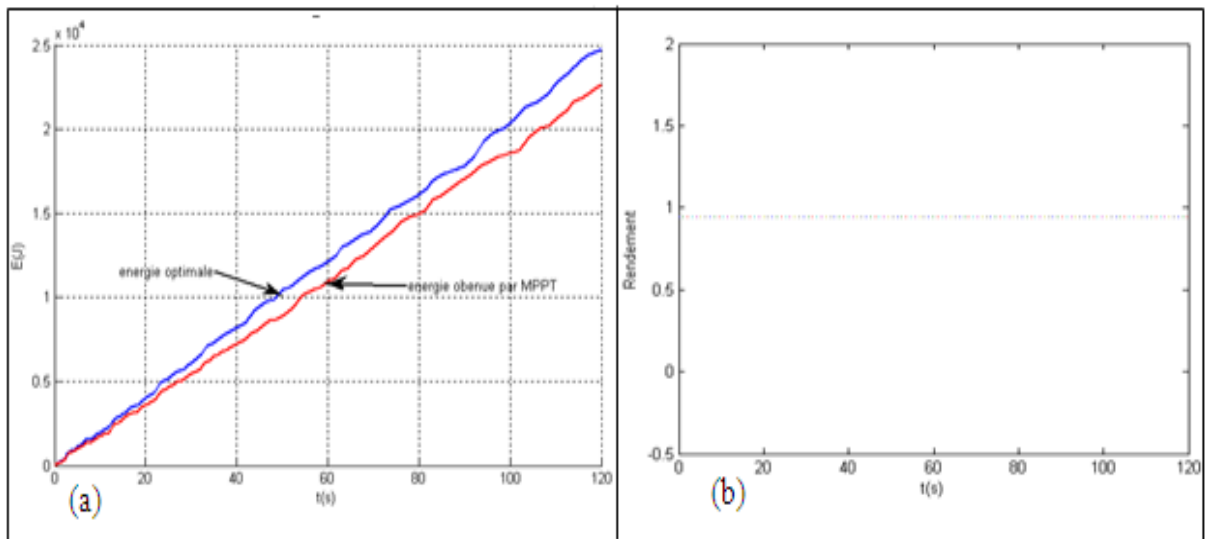


Figure 3.30 : Courbes de comparaison énergétique : a) Courbes de l'énergie, b) Courbes de rendement obtenu grâce à MPPT fluide.

Le calcul de l'écart entre l'énergie optimale issue de puissance optimale P_{opt} et celle qui est obtenue à l'aide de dispositif MPPT donne un aperçu chiffré de la qualité du prélèvement énergétique sur un laps de temps donné.

En figure (3.31) et (3.32) a et b sont représentées respectivement la tension redressée, la puissance et la vitesse de rotation de l'éolienne étudiée.

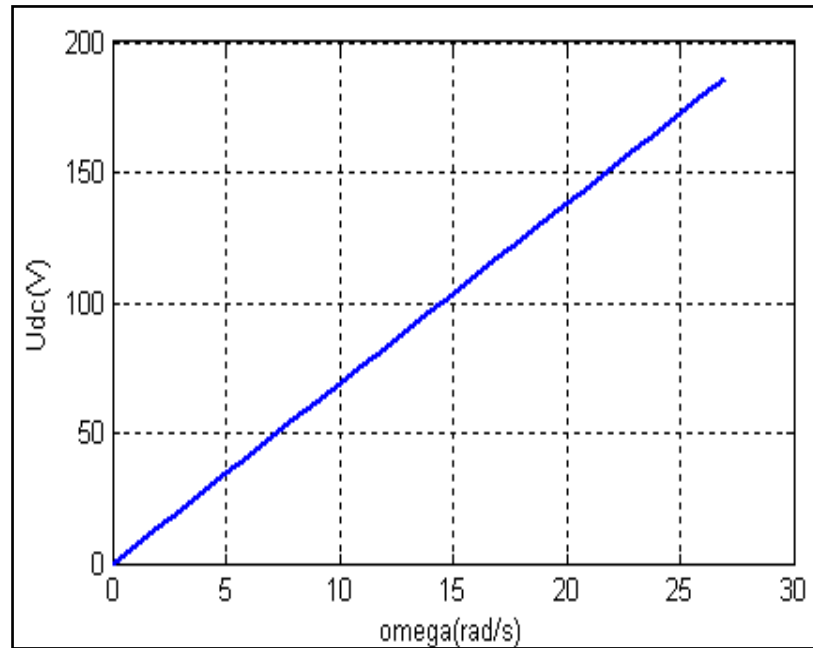


Figure 3.31 : Tension redressée en fonction de la vitesse de rotation en régime optimal. La figure (3.31) confirme quantitativement cette approche puisque U_{dc} évolue linéairement selon la vitesse de rotation. Les points tracés sont obtenus en charge optimale pour différentes valeurs de la vitesse du vent.

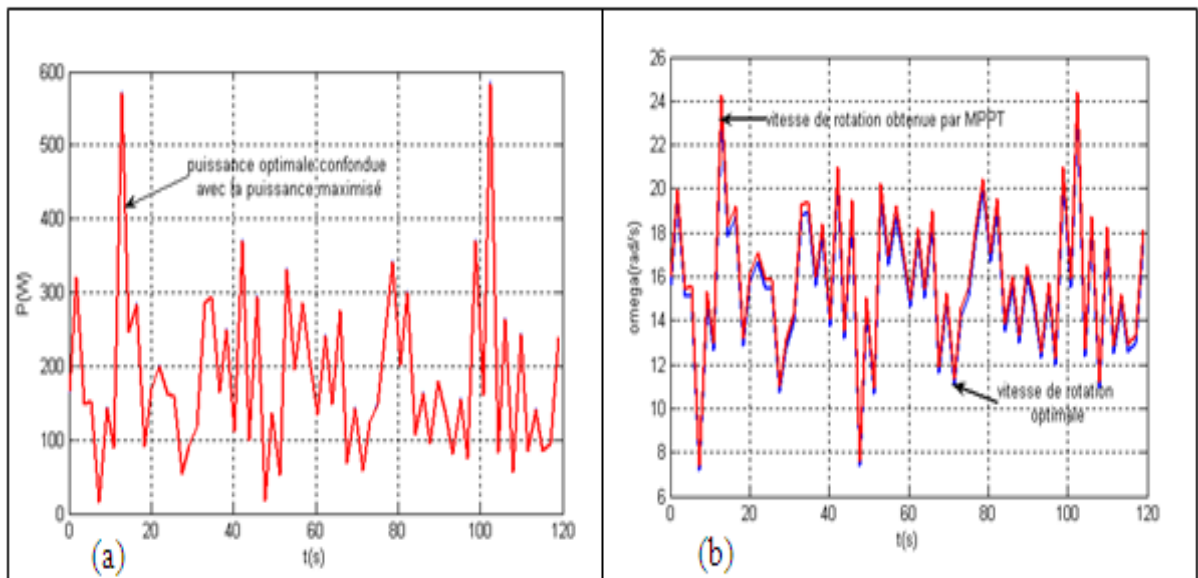


Figure 3.32 : a) Puissance éolienne b) Vitesse de rotation.

Il est clair que la puissance optimale est confondue avec la puissance maximisée avec MPPT.

En figure (3.33) sont représentées respectivement, l'efficacité énergétique, la puissance maximale de batterie 48V en fonction de la tension redressée pour l'hacheur dévolteur simple.

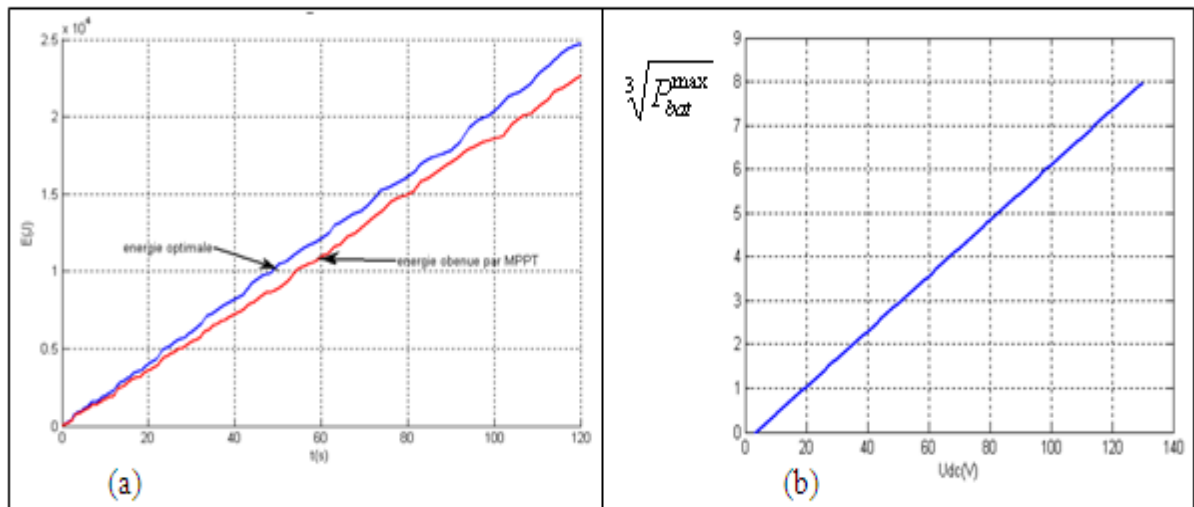


Figure 3.33 : a) Efficacité énergétique, b) Puissance maximale de batterie 48V en fonction de la tension redressée.

On constate l'efficacité quasiment parfaite de cette stratégie dont témoigne la faible différence entre l'énergie optimale théorique et l'énergie réellement prélevée à l'éolienne ($\approx 0.2\%$).

En figure (3.34) sont représentées respectivement, la puissance maximale de batterie 48V en fonction du vent et maximisée, alors que la figure(3.35) affiche la vitesse de rotation et l'efficacité énergétique pour l'hacheur asymétrique.

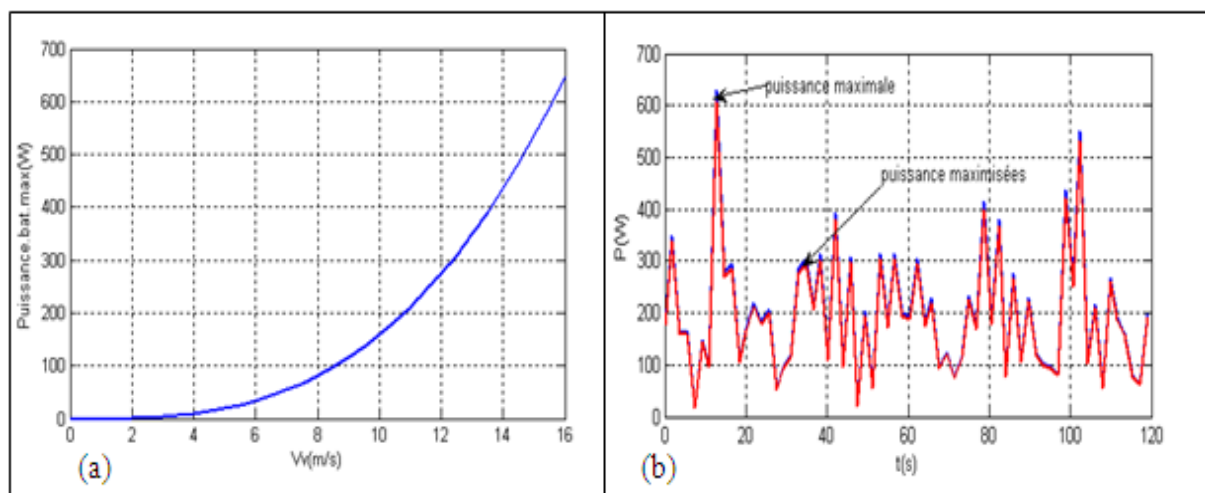


Figure 3.34 : a) Puissance batterie maximale (à 48V) en fonction du vent, b) Puissance batterie 48V optimale et maximisée par MPPT.

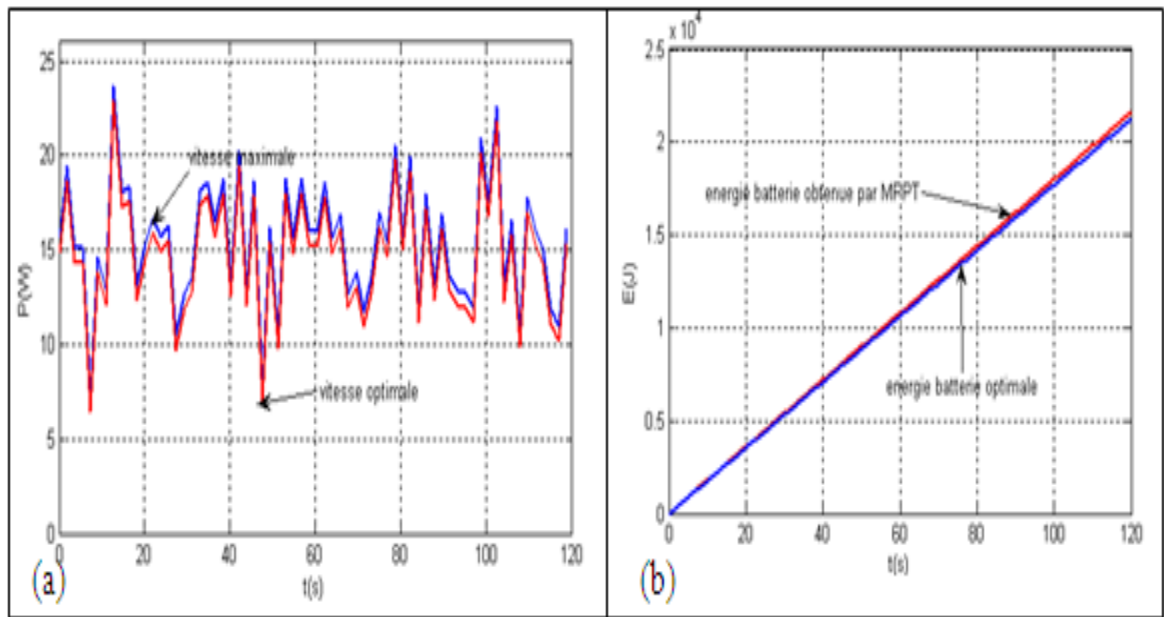


Figure 3.35 : a) Vitesse de rotation, b) Efficacité énergétique.

D'après ces figures il est clair que la tension de la batterie la plus adaptée du point de vue de l'énergie récupérée est la tension la plus élevée (48V). La cause de cette déperdition supérieure d'énergie pour les très basses tensions batterie est l'augmentation du courant donc des pertes dans le hacheur. Néanmoins, la vitesse de rotation de la voile est optimisée par le dispositif MPPT. Ce dispositif trouve le juste milieu entre les pertes du système et le point de fonctionnement sur la courbe $C_p(\lambda)$.

3.4.3 Simulation avec la vitesse du vent linéaire

En figure (3.36), est représenté l'échantillon de test de la vitesse du vent utilisé.

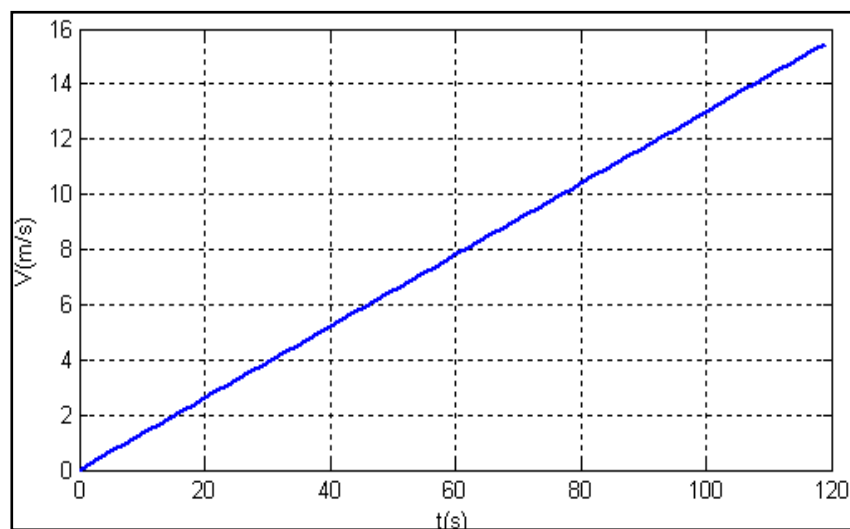


Figure 3.36 : Echantillon de test du vent.

Pour l'hacheur dévolteur simple on obtient :

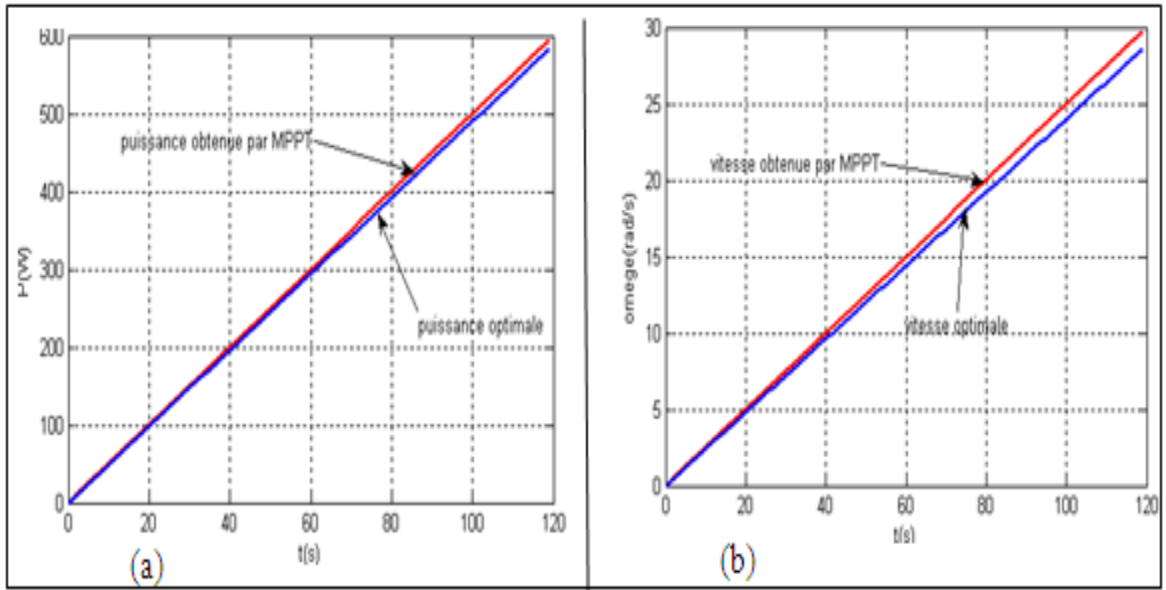


Figure 3.37 : a) puissance éolienne b) vitesse de rotation.

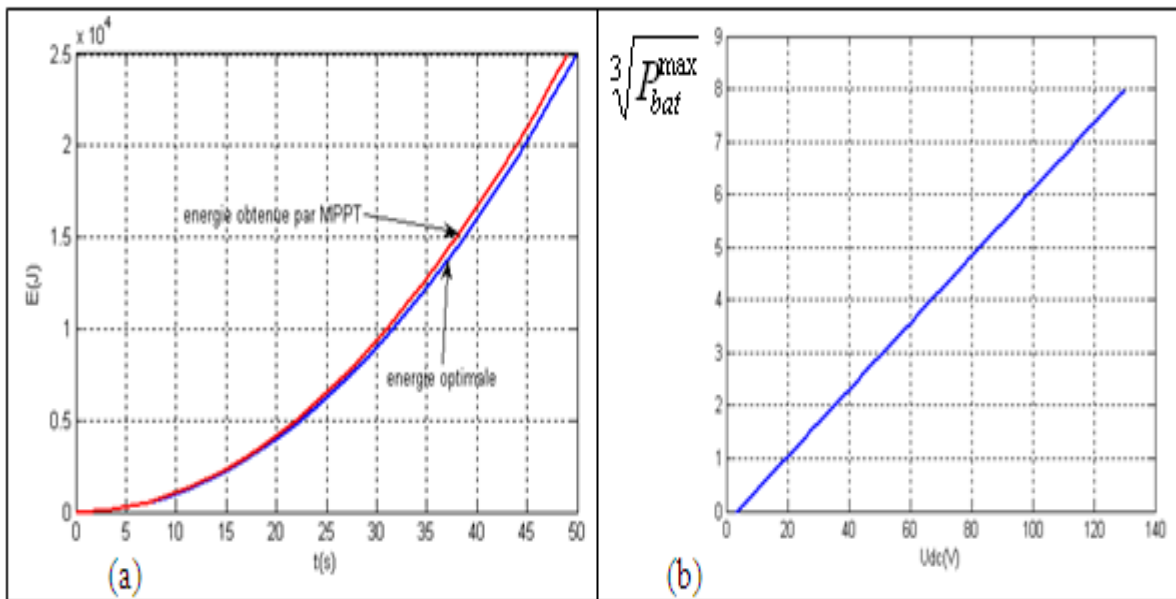


Figure 3.38 : a) Efficacité énergétique, b) Puissance maximale de batterie 48V en fonction de la tension redressée.

Pour l'hacheur asymétrique on obtient :

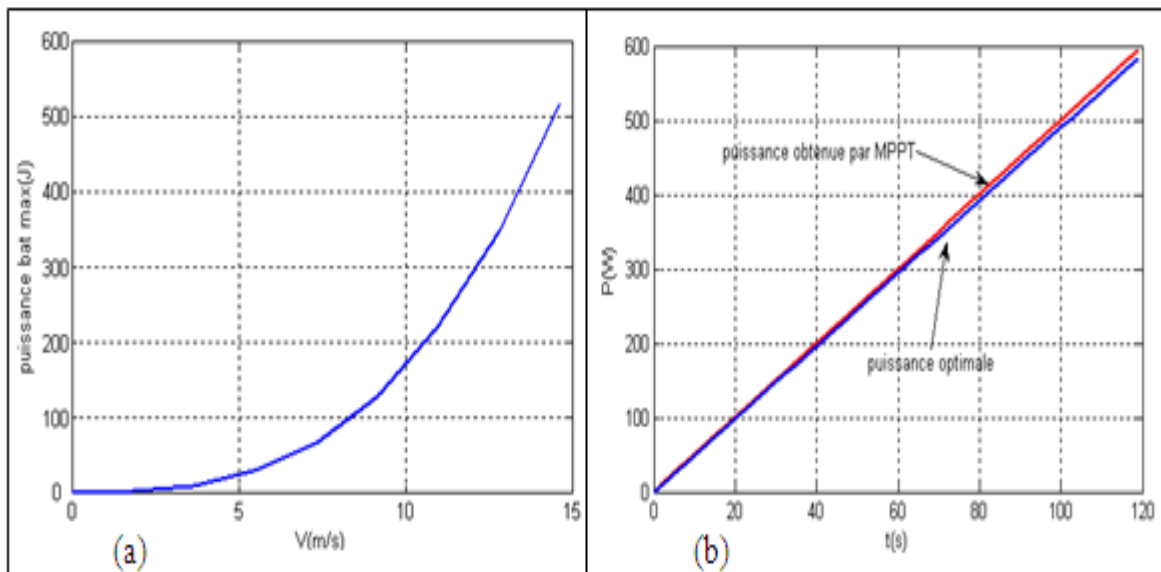


Figure 3.39 : a) Puissance batterie maximale (à 48V) en fonction du vent, b) Puissance batterie 48V optimale et maximisée par MPPT.

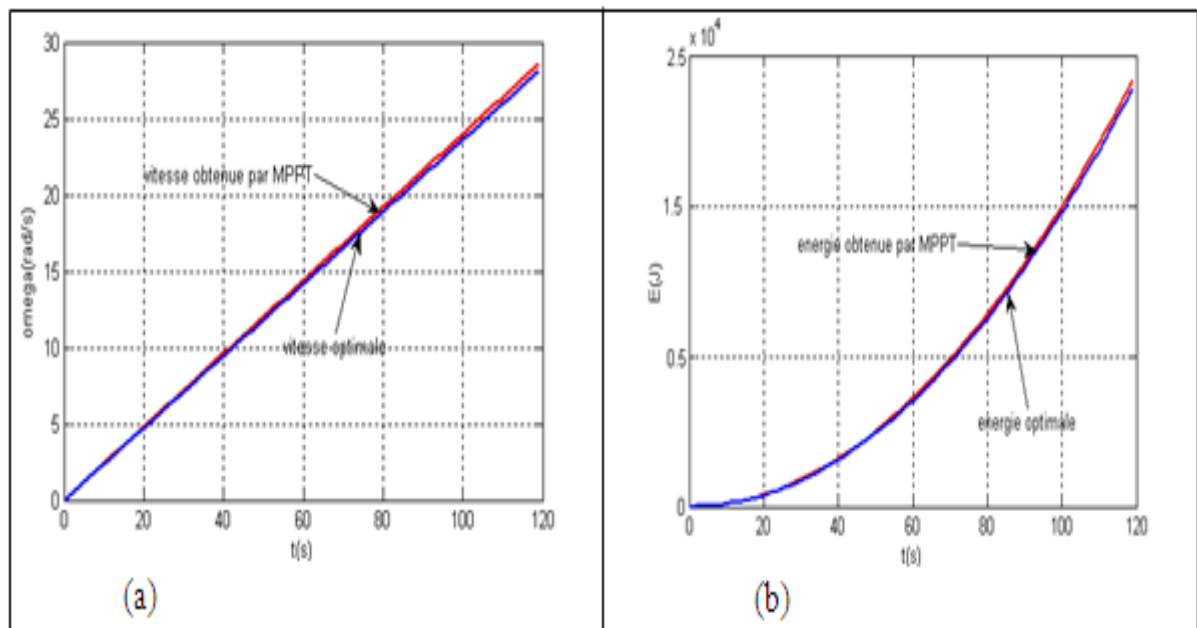


Figure 3.40 : a) vitesse de rotation, b) Efficacité énergétique.

D'après ces figures il est clair que toutes les résultats issues par MPPT et les résultats optimaux sont presque identiques comme montrent les figures de la vitesse de rotation, la puissance et l'énergie de chaque structure utilisée.

3.4.4 Interprétation des résultats et discussion

Pour chaque structure de conversion, quelques bilans énergétiques sont aussi présentés pour différents cycles statistiques du vent.

Il s'avère alors que la structure la plus simple et la moins coûteuse (pont de diodes – hacheur dévolteur) peut très bien rivaliser avec des systèmes plus complexes en terme de structure et d'instrumentation. Le tableau (3.2) donne des appréciations qualitatives qui comparent les diverses approches développées dans ce chapitre.

Tableau 3.2 : Comparatif qualitatif des critères du choix de structure.

Structure Critère	MLI - MPPT floue	Pont de diodes et hacheur dévolteur	Pont de diodes et hacheur asymétrique
Dimensionnement de la génératrice	+++	++	++
Dimensionnement de la batterie	-	++	+++
Coût de convertisseur statique	-	++	+
Simplicité de contrôle	-	+++	++
Efficacité énergétique	+	+++	++

Chaque symbole +/- représente la simplicité ou complexité, le dimensionnement contraignant ou pas etc. Ces critères sont directement liés aux coûts de système. Ce tableau et les graphiques précédents permettent de trouver la solution la plus adaptée.

3. 5 Conclusion

Dans ce travail, nous avons abordé les problématiques posées par la conception d'une chaîne de conversion d'énergie dédiée à une éolienne de petite puissance. Dans une approche de conception système, nous avons intégré les questions d'architecture, de dimensionnement et de gestion optimisée de l'énergie.

Trois structures de conversion statique permettant le pilotage de la génératrice utilisée ont été étudiés et comparées. Seul le cas, on s'est limité au cas d'un « chargeur de batterie », c'est à dire un ensemble machine convertisseur qui débite sur un élément de stockage à été étudié. Ces structures ont été en premier lieu comparées sur le plan statique.

Pour le choix final de la meilleure structure, nous avons montré l'interaction entre plusieurs paramètres tels que le profil du vent. Au final du système, dans cette gamme de puissance et moyennant un dimensionnement adéquat, l'application à différents gisements éoliens a permis de conclure à l'excellente compétitivité du circuit le plus simple vis a vis du compromis coût / performance : association pont de diodes - hacheur abaisseur de tension.

Malgré que le dispositif MPPT soit fiable dans tous les cas étudiés, on remarque les grandes différences en quantité d'énergie selon la configuration et le profil du gisement éolien.

3.6 Références bibliographiques

- [1] P. Enrici « Introduction à la conversion d'énergie éolienne », cours décembre 2003.
- [2] O. Gergaud « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat, École Normale Supérieure de Cachan, France, 2002.
- [3] V. Rogez « Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire », Thèse de doctorat, univ. Artois, France, 2004.
- [4] D. Le Gouriere « Énergie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des Installations », Eyrolles, Paris, 1982.
- [5] H. Camblong « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers de Bordeaux, France, 2003.
- [6] A. Chauvin « L'éolienne Savonius. Etude aérodynamique et performances mécaniques », 12^{èmes} Journées Internationales de Thermique, Maroc, Novembre 2005.
- [7] A. Mirecki « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat, université de Toulouse, France, 2005.
- [8] F. Poitiers « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne », Thèse de doctorat, université de Nantes, France, 2003.
- [9] H. Bouzekri « Contribution à la commande des machines synchrones à aimants permanents », Thèse de doctorat de l'INPL, Nancy, 1995.
- [10] G. Cimuca « Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens », Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers de Lille, France, 2005.
- [11] B. Tounsi « Etude comparative de groupes électrogènes embarqués à large gamme de vitesse variable associant machines à aimants permanents et conversion statique », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2006.
- [12] D. Alexandre « Etude et optimisation d'un ensemble alternateur à aimants / redresseur commandé », Thèse de doctorat, INP de Lorraine, France, 2000.
- [13] J. Martin « Contribution à l'alimentation en Tension de Machine Synchrones à Aimants Permanents à Nombre de Phases Elevé, Fonctionnement Normal et Dégradé », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 2003.
- [14] P. Berlu, « Calcul des Efforts Subis par les Eoliennes de Moyenne et Forte Puissance », Thèse de Doctorat, université des sciences et technologies de Lille I, 1999.

- [15] A. Diop, « Contribution au Développement d'un Simulateur Electromécanique d'Aérogénérateurs : Simulation et Commande en Temps Réel d'une Turbine de Puissance Moyenne à Angle de Calage Variable », Thèse de doctorat, université du Havre, 1999.
- [16] Y. Qu, H. Song, « Energy-based coordinated control of wind energy conversion system with DFIG », International Journal of Control Vol. 84, No. 12, December 2011.
- [17] O. Fadli, « Modélisation et commande non linéaire de l'association machine synchrone à aimant permanent-onduleur de tension à trois niveaux » Thèse de Magister de l'Université de Batna, Algérie, 2004.
- [18] L. Niancheng Zhou, J. Zhu, « Analysis of Voltage Stability in a Practical Power System with Wind Power », Journal of Electric Power Components and Systems, 2010.
- [19] S. Akdağ, Ö. Güler, « A Comparison of Wind Turbine Power Curve Models », Journal of Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2011.
- [20] A. Mirecki, X. Roboam, F. Richardeau, « Evaluation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne de faible puissance dédiée au stockage », EPF'04 (Electronique de Puissance du Futur) Toulouse, Septembre 2004.

CHAPITRE 4

ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE D'UNE FERME EOLIEN CONNECTEE AU RESEAU ELECTRIQUE

4.1. Introduction

Ce chapitre porte sur l'étude technico-économique d'une ferme éolienne connectée au réseau. L'objectif étant d'étudier la compétitivité de comparer la production électrique d'une ferme éolienne connectée au réseau national en Algérie par rapport à la source d'énergie conventionnelle.

L'étude portera en premier lieu, sur l'estimation de la charge énergétique électrique de la zone de couverture de la région Adrar.

Dans la seconde partie, nous procéderons au choix de l'aérogénérateur adéquat en fonction de la puissance et de l'énergie générée par chaque type d'aérogénérateurs. Les résultats permettront l'estimation du nombre d'aérogénérateurs nécessaire pour répondre au besoin à partir des potentialités énergétiques éoliennes qu'offre le site d'étude.

La troisième partie portera sur l'estimation du coût de production du kilowattheure éolien. Une comparaison du coût de ce kilowattheure avec celui des autres sources d'énergie sera établie en fin de chapitre.

4.2. Réseau électrique de l'Algérie

En 2012, l'énergie électrique disponible en Algérie, basée essentiellement sur le gaz et le pétrole, a été estimée à 10 000 MW. En effet, toutes les unités de production électrique installées dans le pays, utilisent des sources d'énergie conventionnelles, à savoir : gaz, fioul et diesel.

Par ailleurs, la longueur totale du réseau national de transport de l'électricité, tous niveaux de tensions confondus (60 à 400 kV) et dont la gestion est confiée au Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE) à été estimée fin 2011, à 22 370 km, soit un accroissement de 21.3 % par rapport à 2007(voir figure 4.1). [5]. Le taux moyen de couverture étant estimé en 2011 de 95%, [3].

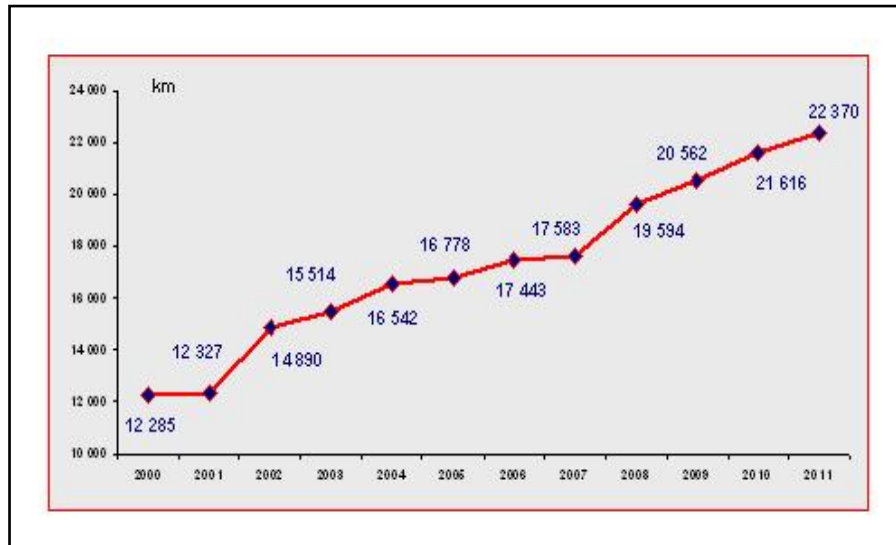


Figure 4.1: Évolution de la longueur du réseau transport électricité en km (2000-2011)

L'accès au réseau électrique est loin d'être homogène sur l'ensemble du territoire, du fait des très fortes inégalités spatiales de la consommation. En effet, 90% de la population urbaine, située dans le nord et les hauts plateaux consomment 95% de l'électricité produite, les 10% constitués essentiellement d'une population rurale se répartissent les 5% restants [3].

En figure (4.2), sont représentées à titre d'exemple, les consommations régionales journalières de certaines villes algériennes en 2006. On remarque que les habitants du sud qui occupent 3/4 de la surface totale du pays, consomment moins d'un tiers de la charge de la ville d'Alger. En effet, les grandes agglomérations du nord sont des régions énergivores par rapport au sud.

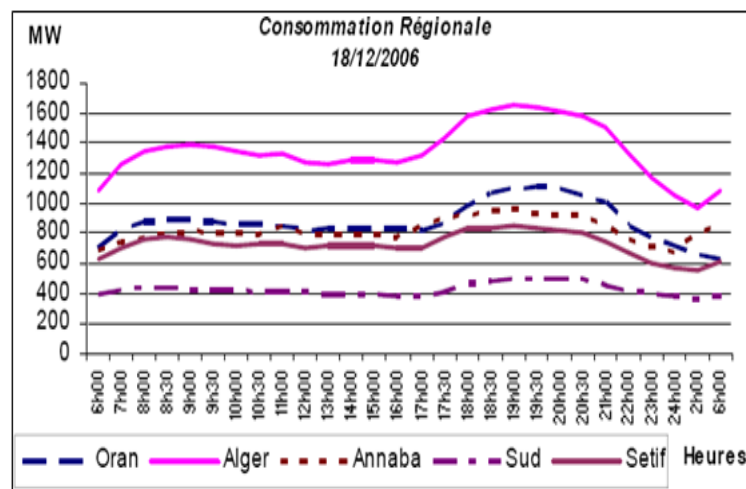


Figure 4.2 : Consommation régionale pour une journée de l'année 2006 [7].

La structure du réseau électrique nationale se décompose en trois systèmes, (figure 4.3):

- Le Réseau Interconnecté National (RIN) : Il s'étale sur le nord du pays et couvre les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaïa. Il est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation.
- Le pôle In Salah – Adrar – Timimoun : Ce pôle est alimenté par les centrales à turbines à Gaz d'Adrar et d'In Salah, qui sont interconnectées à travers un réseau 220 kV s'étalant d'In Salah à Timimoun via Aoulef et Adrar.
- Les réseaux isolés du Sud : Il s'agit de 26 sites du grand sud, alimentés par des réseaux locaux à l'aide de groupes diesels ou des TG compte tenu des distances mises en jeu et des niveaux de consommation relativement faibles.

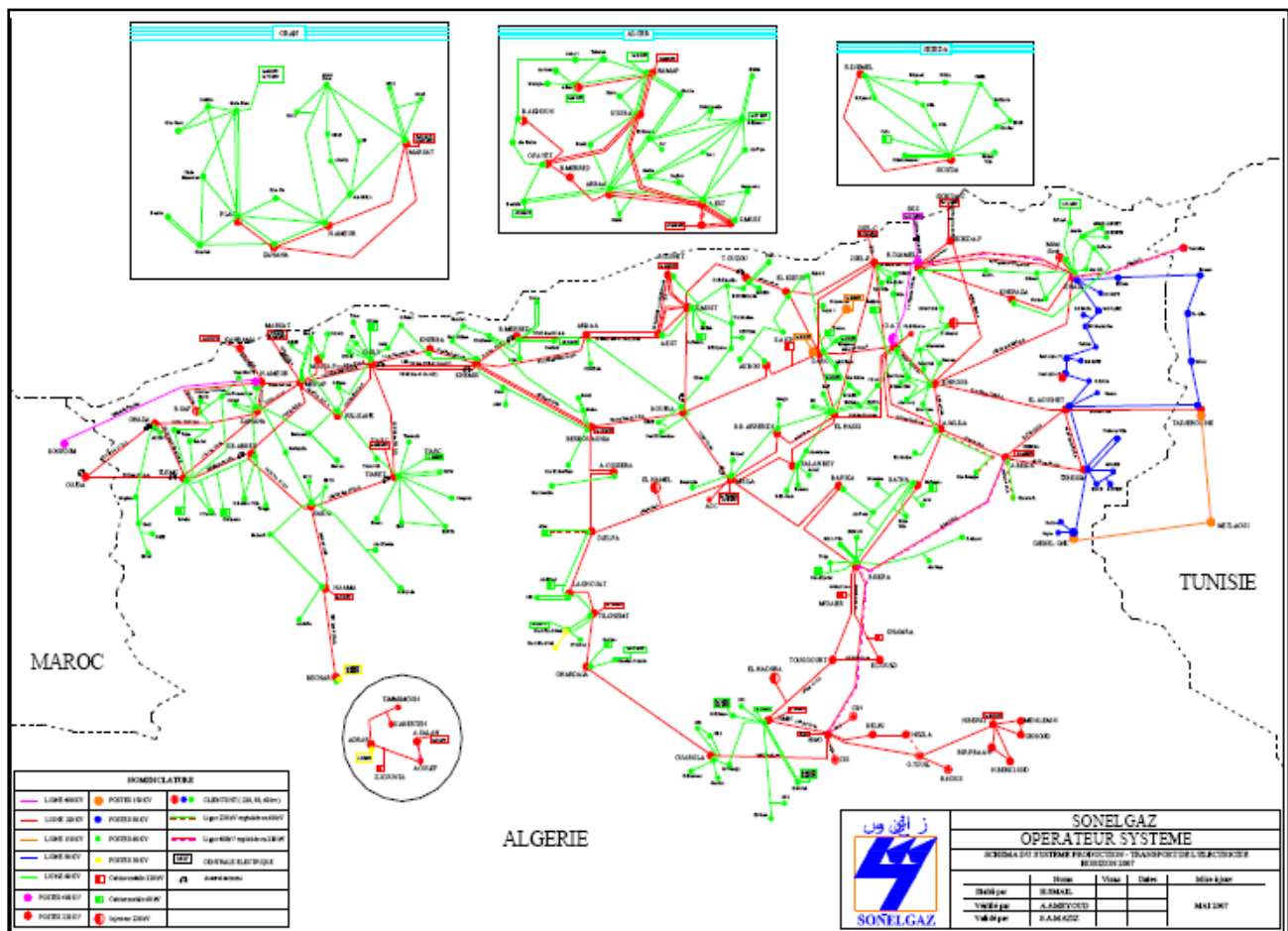


Figure 4.3 : Carte réseau électrique national [6].

Par ailleurs, plusieurs dorsales sont à signalées, tel que :

Dorsale Électrique 400 km : Le réseau électrique national a été renforcé par une dorsale électrique THT 400 kV allant de l'Est jusqu'à l'Ouest du pays. L'interconnexion du système électrique national avec celui du Maroc en 400 kV a été achevée et mise en service en 2010, l'interconnexion avec la Tunisie est en cours de finalisation [6].

Dorsale Nord : La consistance globale de la dorsale nord en cours de réalisation 3 572 km.

Dorsale Électrique Nord – Sud : Cette dorsale complémentaire à celle du Nord, de consistance globale qui s'élève à 1 912 km, permet de :

- Renforcer la sécurité globale du réseau,
- Renforcer le réseau entre les pôles de Hassi Messaoud et Hassi R'Mel.

La figure (4.4) représente la courbe nationale de charge de la journée du 03 mars 2007, ou une pointe de consommation située le soir à 20^h est constatée.

La courbe hebdomadaires des puissances maximales appelées de l'année 2008, indique une consommation importante pendant l'hiver et l'été, ceci étant dû essentiellement à l'utilisation du chauffage électrique et de la climatisation durant ces périodes [7], (voir figure 4.5).

La situation s'est améliorée grâce à la mise en service de la centrale de Terga (1200MW) en 2011 et la centrale de Koudiet Draouch en 2012 (1200MW), [6, 7].

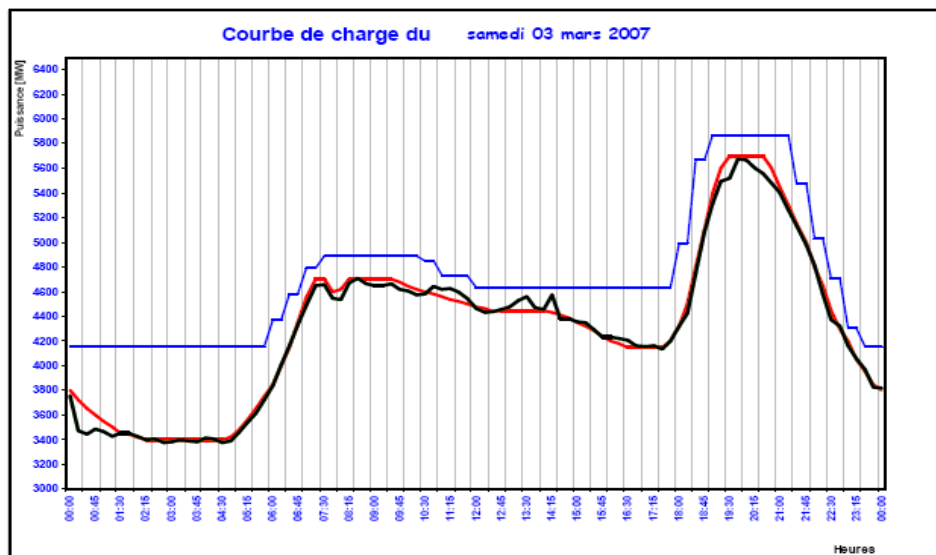


Figure 4.4 Courbe nationale de charge du samedi 03 mars 2007 [7].

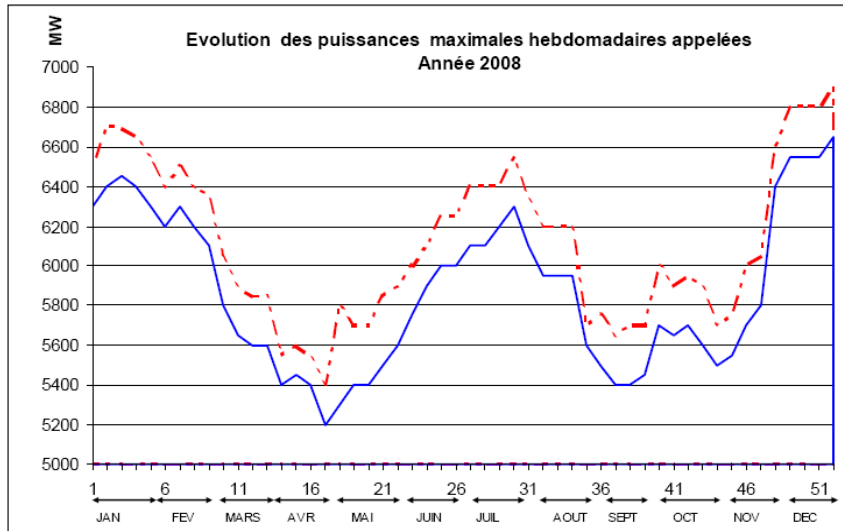


Figure 4.5 : Evolution des puissances maximales hebdomadaires appelées durant l'année 2008 [7].

Il faut souligner que les prévisions de puissance de pointe et creux mensuelles indiquent une augmentation de la demande d'année en année comme le montre si bien la figure (4.6) et (4.7) avec un rapport pointe/creux qui évolue d'une manière similaire (figure 4.8).

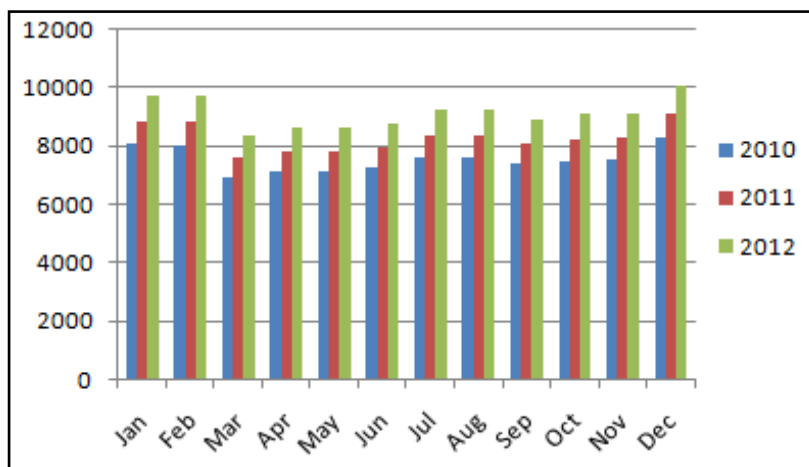


Figure 4.6 : Les prévisions de puissance de pointes mensuelle sur 3 ans (en MW).

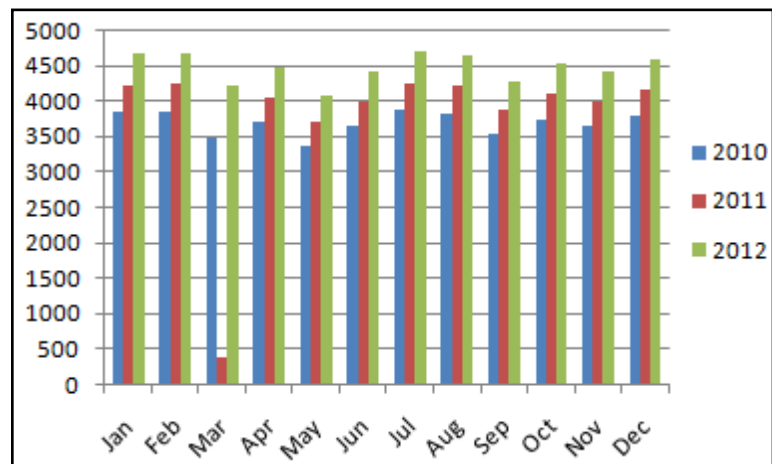


Figure 4.7 : Les prévisions de puissance creux mensuelles, pour 3 ans (en MW).

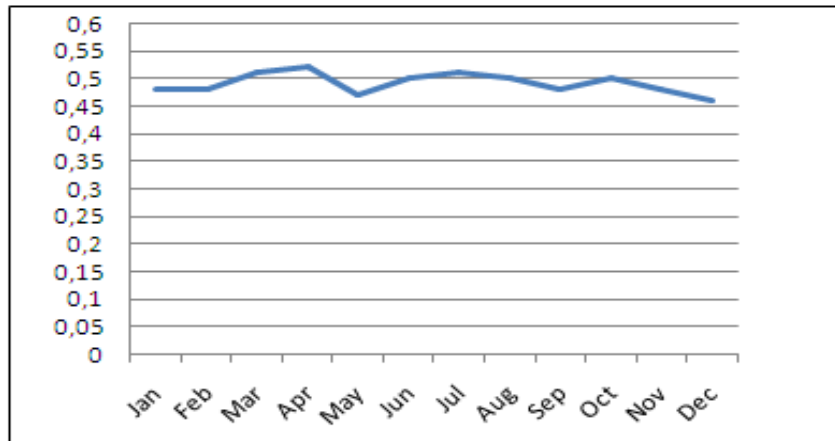


Figure 4.8 : Rapport de puissance creux/pointe, (pour 3 ans le rapport est similaire).

4. 3. Estimation de la consommation d'énergie électrique de la zone d'Adrar

La consommation d'énergie électrique varie selon les saisons, les jours et les heures de la journée. L'analyse de la variation mensuelle de la consommation d'énergie électrique d'Adrar, donnée en figure (4.9) montre une courbe formée de quatre parties. La période allant de novembre à février, caractérisée par une faible consommation d'électricité due à la non-utilisation de la climatisation dans les services et les ménages. En effet, cette saison est moins chaude que les autres saisons et le chauffage des maisons se fait généralement à l'aide de butanes à gaz.

Les mois les plus chauds, allant de mars à mai, affichent une forte consommation d'électricité due à l'usage généralisé de la climatisation.

La période s'étalant de juin à septembre, est caractérisée par une consommation moyenne d'électricité. En effet, pendant cette période, les écoles sont vides et les fonctionnaires en congés,

d'où l'utilisation plus rationnelle de la climatisation. La rentrée des classes et la reprise des activités chez les élèves et les fonctionnaires de retour des vacances entraînent une forte consommation d'électricité durant le mois d'octobre considéré comme chaud et humide, [10].

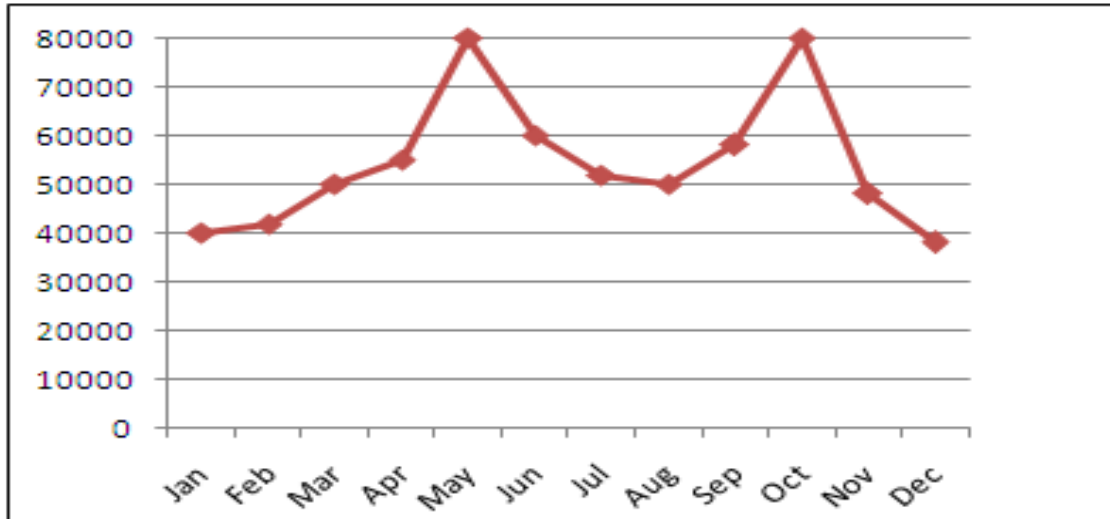


Figure 4.9: Variation mensuelle de la consommation d'énergie électrique à Adrar (MWh) [10].

En fonction des habitudes des habitants de la région d'Adrar, les variations horaires moyennes mensuelles de la consommation d'énergie électrique à Adrar peuvent être divisées en trois parties.

- La première partie (de 0 heure à 7 heures) présente une faible consommation d'électricité. Dans cette période, l'usage de l'électricité se résume à l'éclairage et à la consommation domestique.
- De 7 heures à 19 heures, la période est caractérisée par une forte consommation d'énergie électrique due aux fortes activités humaines (climatisation, éclairage des bureaux, industries, etc.).
- La dernière partie des courbes (de 19 heures à 24 heures) présente une consommation moyenne d'électricité due à l'éclairage (public et privé) et aux besoins domestiques. Cette consommation augmente en fin de journée à cause de la présence régulière des habitants dans leurs foyers [10].

4.3.1 Potentialités énergétique éolienne

Le potentiel énergétique éolien se calcule à partir des mesures brutes des vitesses du vent sur une période de 10 années. Comme ces dernières ne sont pas toujours disponibles, on utilise généralement les résultats de modélisation statistique de la distribution de la vitesse dans le temps sont généralement utilisées [11, 12].

a. Distribution de Weibull

Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la fonction de probabilité de Weibull. La fonction de distribution de Weibull est une fonction exponentielle à deux paramètres qui caractérisent le vent d'un site donné : un paramètre d'échelle c (ms^{-1}) et un paramètre de forme k (sans unité). Le paramètre c renseigne sur la moyenne du vent caractéristique du site, tandis que le paramètre k indique le caractère plus ou moins pointu de la distribution.

La distribution de Weibull s'exprime mathématiquement par sa fonction de densité de probabilité $f(V)$ donnée par :

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (4.1)$$

$f(V)$ représente la fréquence d'occurrence des vitesses du vent. Pour $k = 1$, on obtient la loi exponentielle. Pour $k = 3.6$, on obtient l'approximation d'une distribution gaussienne. La fonction de distribution cumulée de Weibull correspondante, $F(V)$ s'écrit :

$$F(V) = \int f(V)dV = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (4.2)$$

b. Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh est un cas particulier, isotrope, de la distribution de Weibull. C'est le cas où le paramètre de forme k égale 2. La fonction de densité de probabilité, devient alors :

$$f_R(V) = 2 \frac{V}{c^2} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^2\right) \quad (4.4)$$

La figure (4.14) montre les différentes formes que prend la distribution suivant les valeurs de k .

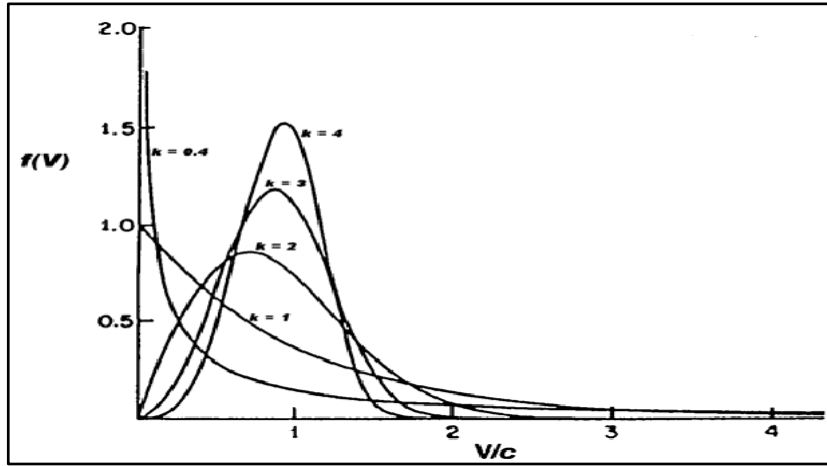


Figure 4.12: Influence des valeurs du paramètre k sur la forme des distributions [12].

4.3.2. Méthodes de détermination des paramètres du vent

4.3.2.1. Détermination des paramètres de Weibull

Plusieurs méthodes sont utilisées pour déterminer les paramètres de Weibull c et k à partir des données statistiques du vent. Parmi les plus utilisées, on peut retenir : la méthode des moindres carrés qui reste la plus simple et dont le seul inconvénient réside dans le fait que les fréquences des vitesses nulles ne sont pas considérées, [11, 12].

La méthode des moindres carrés est très souvent utilisée pour déterminer les paramètres de Weibull c et k et ce en discrétisant la fonction $f(V)$ en fréquences f_1, f_2, \dots, f_n et en fréquences cumulées $p_1=f_1, p_2=p_1+f_2, \dots, p_n=p_{n-1}+f_n$.

Le logarithme de la fonction cumulée de la distribution de Weibull donnée en équation (4.4), permet sa linéarisation en forme de droite. On pose alors :

$$x_i = \ln(V_i) \quad \text{et} \quad y_i = \ln[-\ln(1-p_i)],$$

on obtient une droite $y = ax + b$ dont on ajuste les coefficients par régression linéaire.

On accède ainsi aux paramètres c et k , tel que :

$$k = a \tag{4.5}$$

$$c = \exp\left(-\frac{b}{a}\right) \tag{4.6}$$

4.3.2.2. Vitesse moyenne et vitesse cubique moyenne

La connaissance de la vitesse moyenne et de la vitesse cubique moyenne sont nécessaires pour l'évaluation du potentiel éolien. Partant de la fonction de distribution, la vitesse moyenne pondérée est obtenue par [11]:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad (4.7)$$

Après intégration, on obtient, [11] :

$$\bar{V} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \text{ pour la fonction de Weibull}$$

Et

$$\bar{V} = 0.886c \text{ pour la fonction de Raleigh}$$

De même pour la vitesse cubique moyenne, on a :

$$\bar{V}^3 = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV \quad (4.8)$$

Et on obtient après intégration :

$$\bar{V} = c^3\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \text{ pour la fonction de Weibull}$$

Et

$$\bar{V} = 1.32c \text{ pour la fonction de Raleigh}$$

Le tableau (4.1) résume les différentes valeurs de la vitesse moyenne et de la vitesse cubique moyenne suivant les trois sortes de distributions, [11].

4.3.2.3. Écart type des variations des vitesses

L'écart type des variations des vitesses $\sigma(V)$ caractérise la turbulence globale du vent horizontal sur toute la gamme de fréquences (tout le spectre). Il est donné par :

$$\sigma(V) = \sqrt{V_{ar}(V)} \quad (4.9)$$

Avec

$$V_{ar}(V) = \int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 f(V) dV \text{ ou } V_{ar}(V) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2 \quad (4.10)$$

Moyennant la fonction cumulée de Weibull, le calcul de l'intégrale permet [11] :

$$\sigma(V) = c \sqrt{\left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]}$$

Pour $k=2$, (distribution de Rayleigh), on obtient : $\sigma(V) = 0.246c^2$

4.3.2.4. Vitesse plus probable et vitesse à plus grande énergie

La vitesse la plus probable est la vitesse la plus fréquente de la distribution des fréquences d'occurrence des vitesses du vent alors que la vitesse de plus grande en énergie correspond à la vitesse du vent qui contient le maximum d'énergie possible.

Elles sont calculées à partir de la fonction de densité de probabilité des vitesses ainsi que des valeurs de la vitesse moyenne et de la vitesse cubique moyenne [14]. Elles sont exprimées par :

$$V_{PP} = c \left(1 - \frac{1}{k}\right)^{1/k} \quad (4.11)$$

$$V_{\max E} = c \left(1 - \frac{2}{k}\right)^{1/k} \quad (4.12)$$

4.3.2.5. Indice de turbulence du vent

L'indice de turbulence caractérise le degré de turbulence (intensité de turbulence) du vent pendant une durée déterminée. Il influe sur la durée de vie de l'éolienne à travers les fluctuations qu'il induit sur les pales et le rotor de l'aérogénérateur.

L'indice de turbulence est calculé sur une durée de 10 minutes, afin de se trouver dans le 'gap' spectral du spectre du vent.

L'indice de turbulence est le rapport entre l'écart type de la fluctuation de la vitesse $\sigma(V)$ et le module moyen de cette vitesse \bar{V} :

$$\tau = \frac{\sigma(V)}{\bar{V}} \quad (4.13)$$

4.3.3. Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien

Les paramètres de Weibull c et k permettent d'accéder directement aux caractéristiques du potentiel éolien puisque la puissance théorique moyenne est directement proportionnelle au cube de la vitesse. La figure (4.15) montre un exemple du calcul de la puissance pour un couple de paramètres c et k .

Pour une rentabilité optimale des éoliennes, les valeurs de c devraient être comprises entre 6 et 15 ms^{-1} [14], ceci résultant des courbes de puissance optimales des éoliennes dont les vitesses nominales approchent les 16 m/s.

Les valeurs optimales de k pour obtenir une forte puissance sont les valeurs proches de 1,5 [14], de façon à ce que la distribution en puissance ait un étalement suffisant (rappelons que le coefficient de forme de la distribution en puissance vaut $k/3$). A c constant, avec $k > 1.5$, les distributions étalées offriront un meilleur potentiel que les distributions pointues.

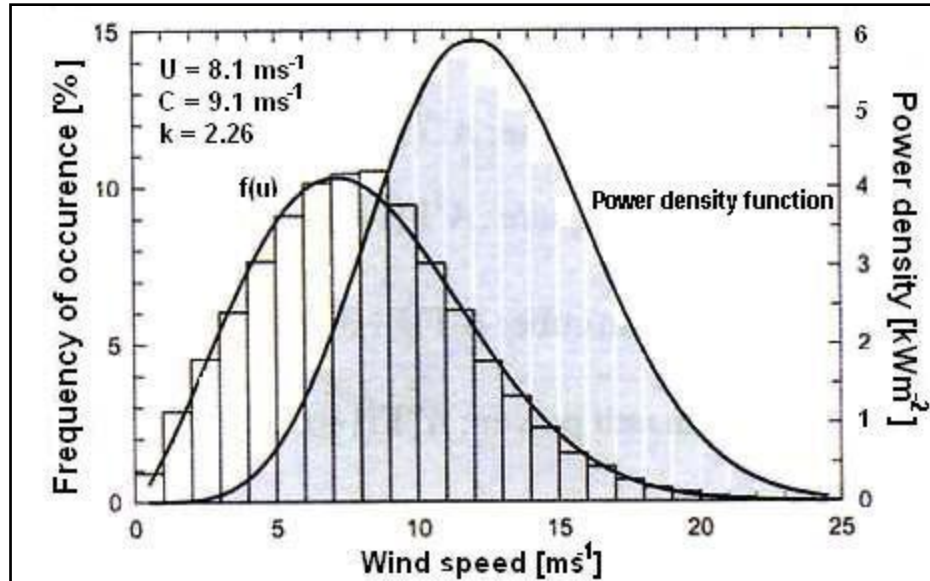


Figure 4.13 : Potentiel éolien calculé à partir des paramètres c et k [14].

4.3.4. Extrapolation des paramètres vents à la hauteur du noyau de l'aérogénérateur

Les paramètres de weibull ayant été déterminé pour des hauteurs de 10 m du sol (hauteur d'emplacement de l'anémomètre), ces derniers doivent être extrapolés à la hauteur du moyeu de la machine afin pour l'estimation de la production de l'éolienne à cette hauteur.

Pour cela, on peut utiliser les formules empiriques trouvées dans la littérature et communément utilisées.

4.3.4.1 Loi logarithmique

Le profil logarithmique est déduit à partir du rapport du profil vertical du vent. L'extrapolation de la vitesse mesurée V_1 en un point z_1 vers un niveau z_2 , s'écrirait [11]:

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right) - \psi_m\left(\frac{z_1}{L}\right)}{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right) - \psi_m\left(\frac{z_2}{L}\right)} \quad (4.14)$$

Avec :

ψ_m : fonction universelle.

z_0 : rugosité du sol, m .

Pour des conditions neutres, la fonction universelle étant nulle, l'équation précédente devient :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (4.15)$$

4.3.4.2 Loi de puissance

La dépendance du paramètre de Monin-Obukov de la rugosité du sol a été étudiée par Justus C.G. et all, [16] sous la forme suivante :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^n \quad (4.16)$$

Où V_2 est la vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu z_2 , V_1 est la vitesse moyenne du vent à la hauteur de l'anémomètre H_1 et n est le coefficient de cisaillement du vent. Les valeurs z_2 , z_1 , V_1 et n sont spécifiées par l'utilisateur.

Avec:

$$n = a + b \ln V_1 \quad (4.17)$$

Pour une rugosité du sol comprise dans la gamme suivante $0.05m \leq z_0 \leq 0.5m$, il obtient alors :

$$a = \frac{0.37}{\left(1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)\right)} \quad (4.18)$$

$$b = \frac{-0.0881}{\left(1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)\right)} \quad (4.19)$$

4.3.5. Roses des vents

4.3.5.1. Roses des distributions des vitesses du vent

Les roses des distributions des vitesses du vent sont des distributions des vitesses du vent en module (en ms^{-1}) par secteur de direction donnée. La rose des vents se compose généralement de p secteurs de q degrés chacun (avec $pq = 360^\circ$).

4.3.5.2. Roses des fréquences d'occurrence des classes de vent

Les roses des fréquences d'occurrence des classes de vent sont des distributions des vitesses du vent en fréquence d'occurrence (% de temps pendant lequel le vent souffle dans une direction). Le rayon de chacun des secteurs coniques indique la fréquence relative du vent dans cette direction.

4.4. Application au site d'Adrar

4.4.1. Potentiel énergétique éolien

L'évolution des moyennes mensuelle de la vitesse du vent du site d'Adrar dans cette étude est représentée en figure (4.16).

Les résultats obtenus montre que ce site présente un maximum de vitesse moyenne des vents pendant la période Juillet-Septembre et le mois de Mars. Quant au minimum, il se produit durant la période hivernale. Ainsi, les données montrent que le site d'Adrar est un site venté durant toute l'année, avec une vitesse moyenne annuelle autour de 6 m/s à 10 m du sol [15].

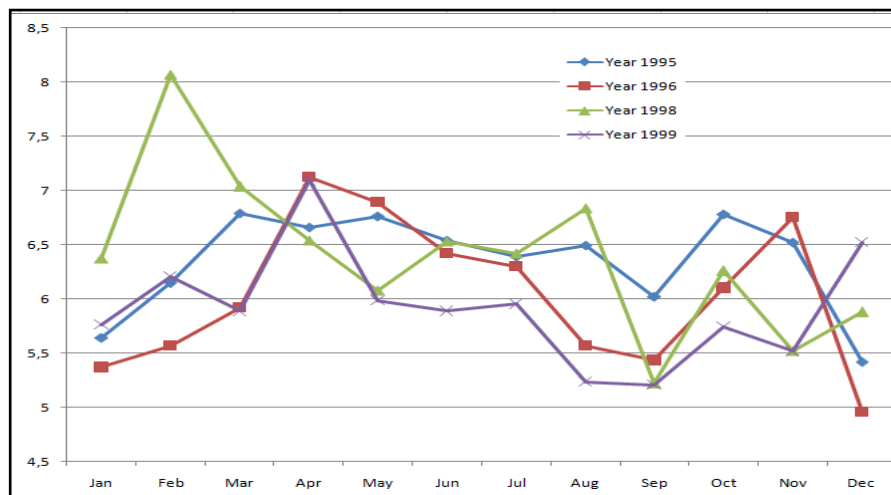


Figure 4.14 : Vitesse moyenne mensuelle du vent du site Adrar [15].

On remarque que :

- d'une part, une diminution de la vitesse moyenne durant l'automne et l'hiver,
- une augmentation durant le printemps et l'été
- et d'autre part que le site d'Adrar est venté de toute l'année.

Ainsi, les données présentent un potentiel éolien important du fait que le vent souffle à une vitesse relativement élevée pendant longtemps. En effet, le vent souffle à une vitesse supérieure à 5 m/s durant toute la journée et cela seulement à 10 m du sol.

En figure 4.16, la distribution des vitesses du vent du site d'Adrar tel que modélisé par la distribution de Weibull est donné. La figure présente une distribution gaussienne avec un facteur de forme $k = 2.59$ et un facteur d'échelle $c = 7.2$. Ce qui confirme que le site est bien venté à 10 m du sol.

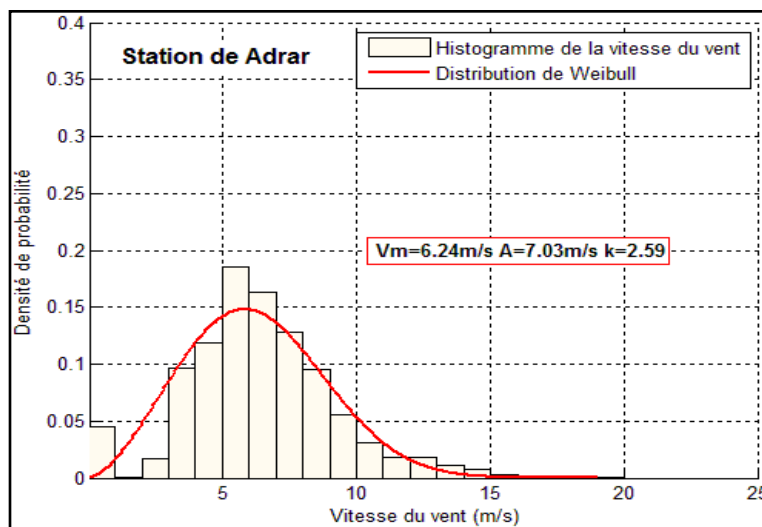


Figure 4.15 : Histogramme de la vitesse du vent et la distribution de Weibull.

4.4.2. Choix de l'aérogénérateur

Le choix du type d'aérogénérateurs adéquat, doit se porter sur des machines installées à une hauteur supérieure ou égale à 50 m de moyeu, et ce afin d'atteindre des vitesses capables de démarrer la production d'électricité à vitesse faible (2 à 3 ms^{-1}), d'atteindre la puissance nominale aux environs de 12 ms^{-1} et une vitesse de coupure autour de 25 ms^{-1} . Les aérogénérateurs qui présentent ce genre de caractéristique possède une puissance nominale minimum de 1 MW comme ils doivent être implantés (on shore).sur terre et connectables au réseau électrique.

Pour cela les paramètres de weibull déterminés pour une hauteur de 10 m du sol doivent être extrapolés à la hauteur du noyau. Dans le calcul qui suit la loi de puissance est utilisé tel que utilisé par le logiciel RETScreen [17].

Pour l'étude, trois types d'aérogénérateurs ont été retenus. Ce sont : les aérogénérateurs Vestas V66, Gamesa G-80 et Nordex N-54.

Les caractéristiques techniques de ces trois types aérogénérateurs sont données comme suivante :

Tableau 4.1 : Caractéristiques techniques des trois types d'aérogénérateurs [17].

Aérogénérateurs	Puissance nominale (kW)	Vitesse de démarrage (m/s)	Vitesse nominale (m/s)	Vitesse d'arrêt (m/s)	Diamètre du rotor (m)	Surface balayée (m ²)
Vestas V66	1650	4	16	25	66	3421
Gamesa G-80	2000	3	15	25	80	5027
Nordex N-54	1000	4	14	25	54	2290

4.4.3. Puissance générée par chaque type d'aérogénérateurs

A partir des caractéristiques techniques de chacun des aérogénérateurs (surface balayée par le rotor, vitesse de démarrage, vitesse nominale et vitesse de coupure) et les données des distributions statistiques du vent obtenues sur le site, la puissance et l'énergie récupérable sur chacun des aérogénérateurs est calculée.

Pour cela, la méthode de l'histogramme des distributions des fréquences d'occurrence des classes de vent est adoptée. Cette méthode permet en effet de calculer la puissance et l'énergie générée par un aérogénérateur en effectuant la superposition de la courbe de réponse énergétique de l'aérogénérateur (en kW) à l'histogramme des distributions réelles des fréquences d'occurrence des classes de vent et cela en multipliant les données terme à terme.

En multipliant cette puissance par le nombre d'heures mensuelles de fonctionnement, la puissance $\langle P_{util} \rangle$ est obtenue directement en kilowatts (kW) et l'énergie $\langle E_{util} \rangle$ en mégawatheures (MWh).

$$\langle P_{util} \rangle = \frac{1}{2} \lambda \cdot \rho \cdot S \cdot \langle V^3 \rangle \quad (4.20)$$

$$\langle E_{util} \rangle = \Delta t \cdot \langle P_{util} \rangle \quad (4.21)$$

Avec:

$\langle P_{util} \rangle$: Puissance utile mensuelle (kW).

λ : Coefficient de puissance.

ρ : Densité volumique de l'air (kg/m^3).

S : Surface balayé par l'aérogénérateur (m^2).

$\langle V^3 \rangle$: Vitesse moyenne mensuelle (m/s).

$\langle E_{util} \rangle$: Energie utile mensuelle (kWh).

La figure 4.16 présente la distribution annuelle de la fréquence du vent tel que donné par le logiciel Retscreen. On remarque une grande similitude avec celle présentée en figure (4.15).

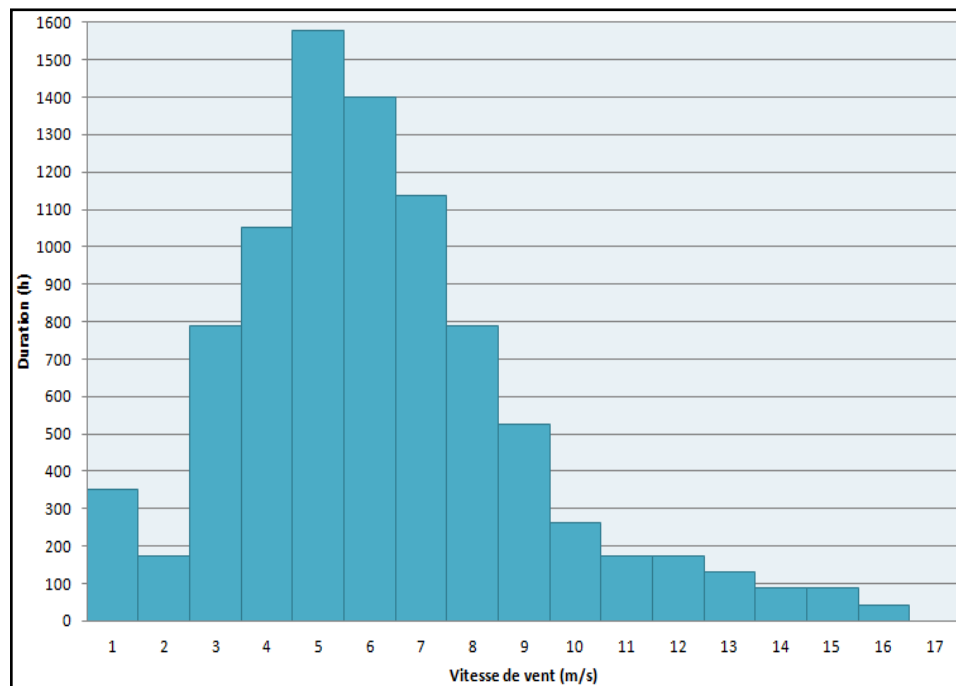


Figure 4.16 : Nombre d'heure d'annuelle de la vitesse du vent.

La figure suivante présente l'énergie électrique annuelle produite à partir de l'aérogénérateur Vestas V66 de chaque vitesse de vent, puis nous présentons la puissance et l'énergie produit mois par mois.

De même en figure 4.17 est représentée l'énergie produite par l'aérogénérateur sur l'échelle de l'année. On remarque que la machine atteint un maximum de production pour des vitesses du vent de l'ordre de 8 et 9 m/s.

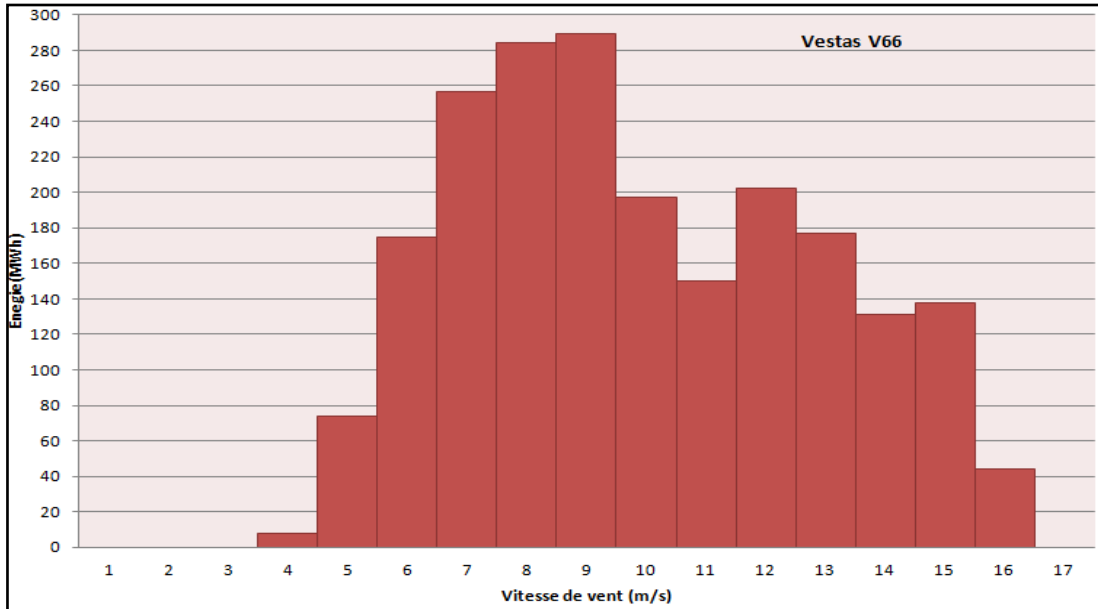


Figure 4.17 : Energies électriques annuelle générée par un aérogénérateur Vestas V-66.

Souvent, il est utile de connaître la production mensuelle des machines afin de la superposer avec la charge mensuelle.

En figure 4.18 est représenté la puissance et l'énergie produite par l'aérogénérateur V66.

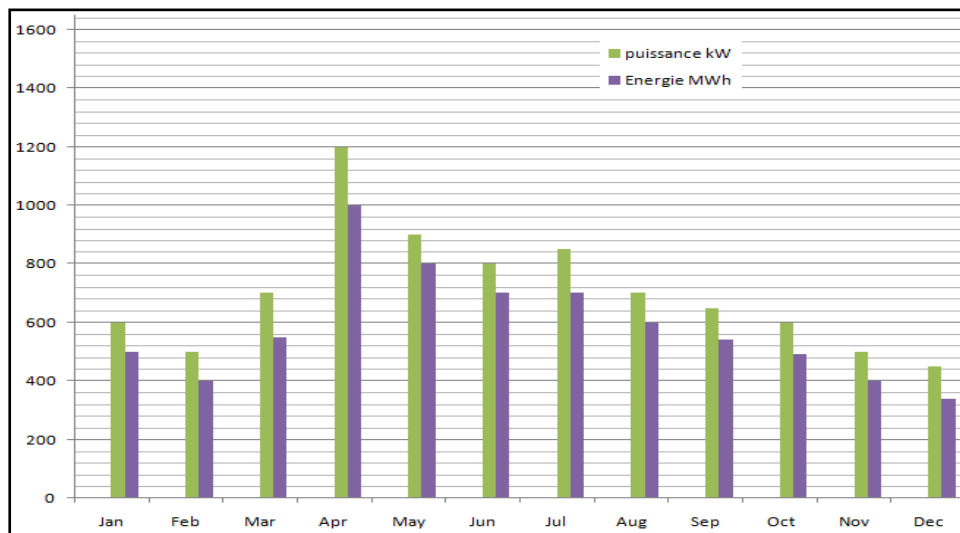


Figure 4.18 : Puissances et énergies électriques récupérables par un aérogénérateur Vestas V66.

Les résultats montrent que l'aérogénérateur V66 générerait des puissances de 435 et 1216 kW et une énergie qui varie de 336 MWh à 984 MWh respectivement en décembre et avril. Cet écart est important et montre l'importance de l'étude mensuelle.

Les figures (4.19) et (4.20) présentent les puissances et les énergies électriques de l'aérogénérateurs Gamesa G-8 .à l'échelle de l'année et du mois.

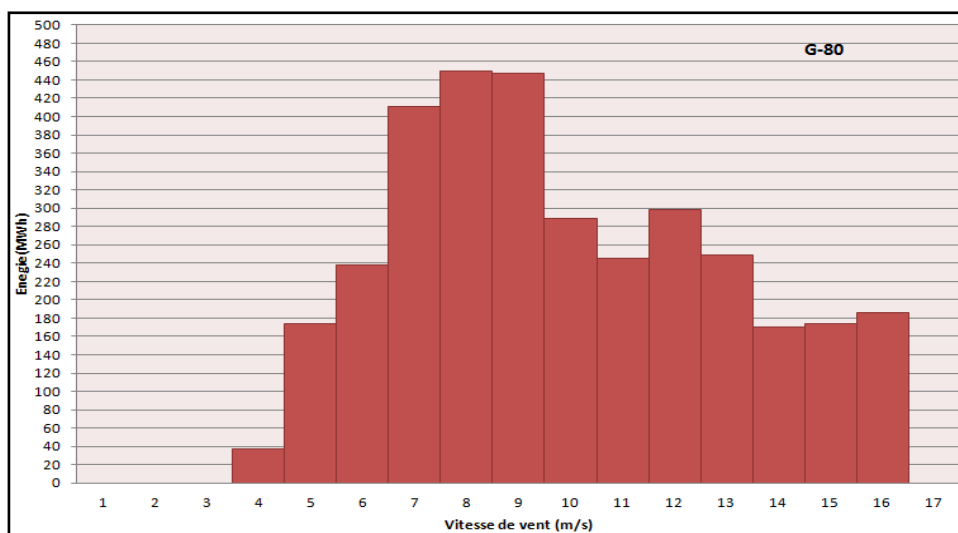


Figure 4.19 : Energies électriques annuelle générée par un aérogénérateur Gamesa G-80.

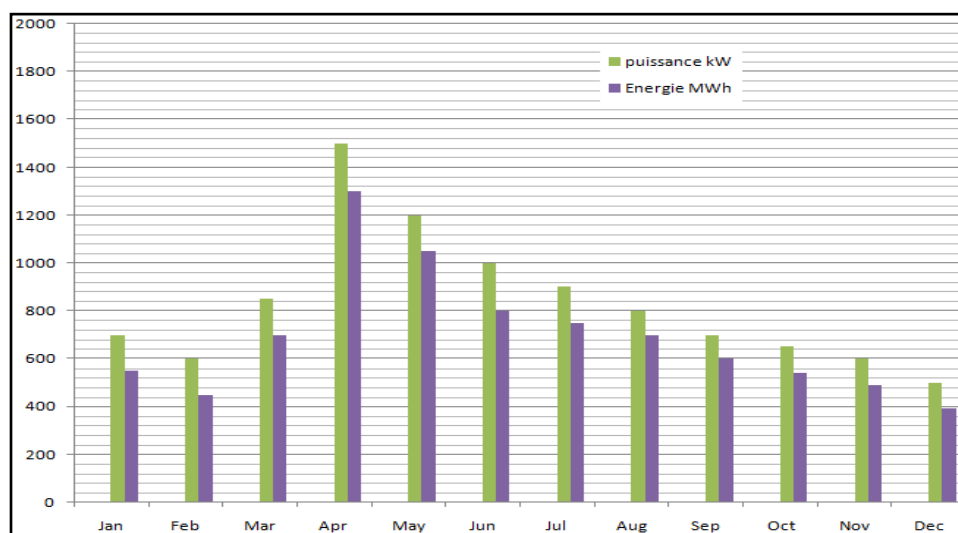


Figure 4.20 : Puissances et énergies électriques récupérables par un aérogénérateur Gamesa G-80.

On remarque un décalage des maxima du essentiellement au fait que la vitesse de démarrage de la machine sont plus faible que celle de Vestas 66. Il en résulte aussi une augmentation de l'énergie tel que montrée en figure (4.20).

Les résultats de l'aérogénérateur Nordex N-54 sont donnés en figure (4.21) et (4.22).

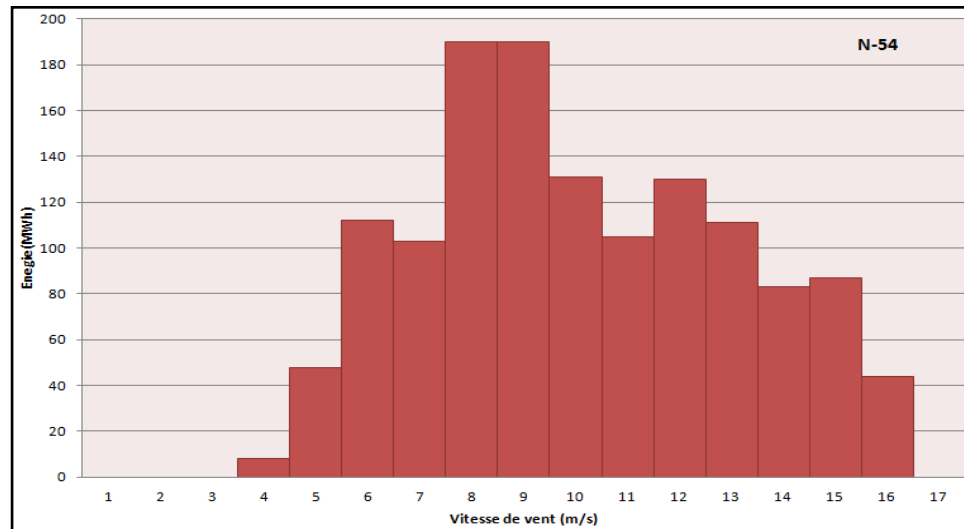


Figure 4.21 : Energies électriques annuelle générée par un aérogénérateur Nordex N-54.

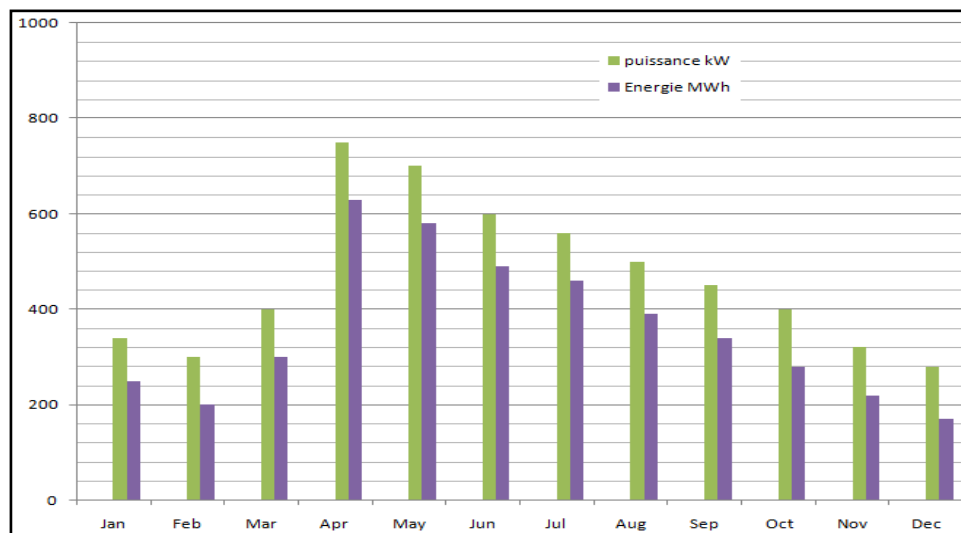


Figure 4.22 : Puissances et énergies électriques récupérables par un aérogénérateur Nordex N-54.

A titre d'exemple, on constate que l'aérogénérateur G-80 produirait une puissance de 495 kW en octobre contre 276 kW pour l'aérogénérateur N-54. En Avril, l'aérogénérateur G-80 fournirait 1495 kW pour 755 kW avec N-54.

L'énergie quant à elle varie de 375 MWh en décembre à 1315 MWh en avril pour l'aérogénérateur G-80. Et de 164 MWh en décembre à 635 MWh en avril pour l'aérogénérateur N-54.

Cette étude montre l'utilité de l'étude de faisabilité d'un projet basé sur l'estimation de la production d'énergie éolienne qui détermine le choix adéquat de l'aérogénérateur en fonction de la disponibilité du gisement éolien.

4.5. Fermes éoliennes

Le regroupement d'un ensemble d'éoliennes à vitesse variable ou à vitesse fixe, constitue une ferme éolienne on shore ou off-shore. Deux architectures de connexion des éoliennes au réseau électrique peuvent être distinguées. La première consiste à les connecter au réseau au moyen des liaisons en tensions alternatives à travers un transformateur (figure 4.9).

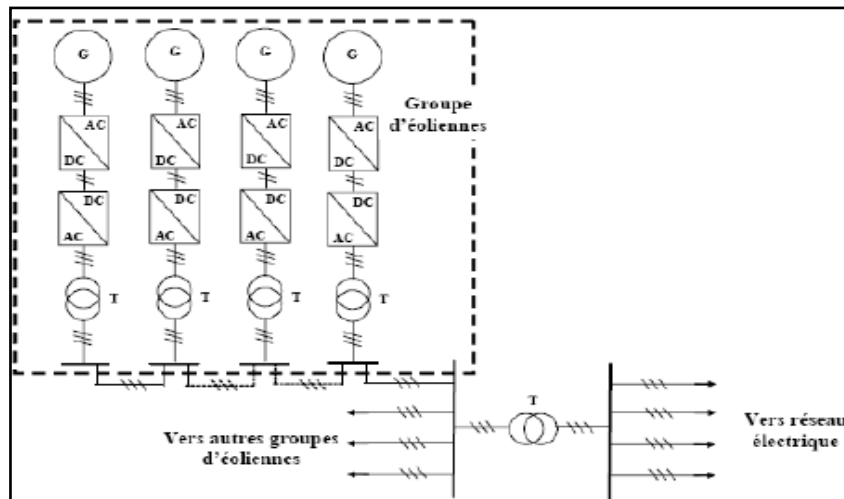


Figure 4.9 : Ferme éoliennes à vitesse variable avec des liaisons en tensions alternatives [8].

La seconde architecture repose sur la connexion des éoliennes entre elles, via une liaison en tension continue dont le bus continu est dimensionné pour la tension nominale de la génératrice (figure 4.10).

Ensuite un seul convertisseur continu - alternatif, permet de relier l'ensemble des éoliennes au réseau électrique. Cette architecture, envisagée particulièrement pour les fermes éoliennes off-shore, permet une meilleure participation de la ferme éolienne au réglage de la tension au point de raccordement [8, 9].

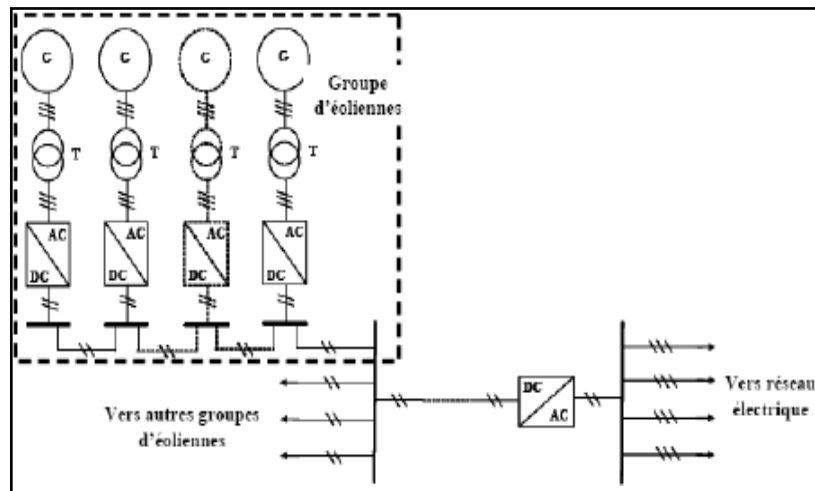


Figure 4.10 : Ferme, à vitesse variable avec des liaisons en tensions continues [8].

4.5.1 Contraintes de connexion des fermes éoliennes

Aujourd'hui le taux de pénétration des fermes éoliennes devient de plus en plus significatif dans les réseaux. La puissance produite par ces fermes définit le réseau auquel elles vont être connectées. En effet, le raccordement de la ferme au réseau public de transport s'effectue alors à un niveau de tension supérieur ou égal à 63 kV (domaine de la HTB), si la puissance produite de la ferme est supérieure à 12 MW. Dans le cas contraire, (la puissance produite de la ferme est inférieure ou égale à 12 MW) le raccordement s'effectue alors à un niveau de tension inférieur ou égal à 20 kV (domaine de la HTA et de la BT) [9].

Pour les deux types de raccordement, plusieurs problèmes liés à l'instabilité de réseau mènent les fermes éoliennes à se comporter comme des générateurs passifs du point de vue électrique à cause de [9]:

- La difficulté de prévision de la production de puissance à cause de son profil aléatoire,
- L'absence de réglage des puissances active et réactive,
- L'absence de réglage (puissance active - fréquence),
- L'absence de réglage (puissance réactive - tension),
- La sensibilité élevée aux creux de tension et aux variations de fréquence pour certaines technologies,
- La sensibilité importante aux variations rapides de la force du vent.

C'est pour cela que des réglementations techniques pour le raccordement des installations de production au réseau électrique, entre autres les fermes éoliennes, sont bien prescrites, dans des textes réglementaires tels que décrets et arrêtés.

En fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les installations de production doivent être conçues pour pouvoir contribuer, pour des durées limitées, au soutien du système électrique lorsqu'il est en régime exceptionnel ou en situation de défaut d'isolement.

En fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les installations de production doivent avoir des capacités constructives de fourniture de services auxiliaires nécessaires pour que le fonctionnement du système électrique soit sûr. Ces services comprennent :

- Les réglages primaire et secondaire de la tension ;
- Les réglages primaire et secondaire de la fréquence ;
- Le fonctionnement en réseau séparé ;
- Le renvoi de tension et la participation à la reconstitution du réseau.

Les installations de production doivent être équipées d'un dispositif qui permet de les coupler au réseau public de transport. Les installations doivent en outre être conçues pour que la stabilité de leur fonctionnement soit assurée compte tenu des caractéristiques de leur raccordement au réseau et doivent être équipées des régulations de tension et de fréquence (c'est-à-dire de la vitesse pour les groupes tournants) qui sont nécessaires pour atteindre cet objectif. Des pertes de stabilité ne doivent pas être à l'origine d'une dégradation de la qualité de l'électricité sur le réseau public de transport ou de la perturbation des conditions de son exploitation.

Les installations de production doivent être capables de recevoir et d'exécuter, dans les délais appropriés précisés dans la convention d'exploitation, les ordres de conduite et de sauvegarde en provenance du gestionnaire du réseau de transport.

Pour les installations de puissance supérieures à 10MW, chaque génératrice électrique doit pouvoir fournir à ses bornes une puissance réactive minimale égale à 0.6 de sa puissance nominale apparente et absorber une puissance réactive égale à 0.2 de la même puissance pour régler la tension au point de raccordement de ces systèmes éoliens [9].

4.6. Etude économique

4.6.1. Cas des aérogénérateurs à grande puissance

Cette partie porte sur l'optimisation du nombre d'aérogénérateurs nécessaires à placer pour satisfaire la demande énergétique et le calcul du coût du kilowattheure éolien produit. Une comparaison du prix de ce kilowattheure avec le prix de celui produit par les sources conventionnelles est effectuée. L'étude est réalisée à l'aide du logiciel RETScreen version 4 [18]., basé sur l'utilisation des données de vitesses moyennes mensuelles.

4.6.1.1 Nombre d'aérogénérateurs nécessaires suivant la demande énergétique

La figure (4.18) présente le nombre d'aérogénérateurs V66, G-80, et N-54 nécessaires pour satisfaire la demande énergétique mois par mois à Adrar. Par ailleurs, le nombre d'aérogénérateurs nécessaires pour satisfaire une demande énergétique donnée varie en fonction de la charge et du potentiel éolien disponible sur le site d'implantation des aérogénérateurs.

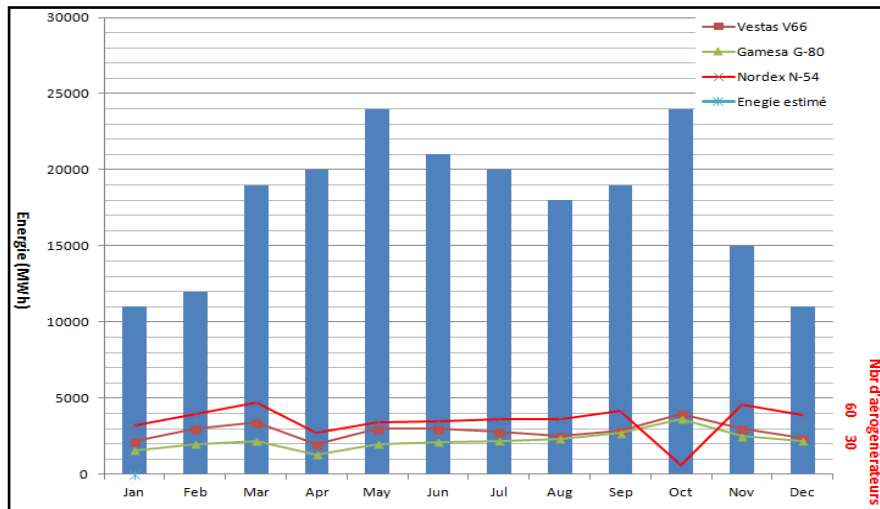


Figure 4.23: Nombre d'aérogénérateurs V66, G-80 ou N-54 nécessaires.

Pour obtenir ces résultats, nous avons introduit les vitesses moyennes du vent du site d'Adrar et choisi dans la base des aérogénérateurs proposé par Retscreen, trois technologies différentes à savoir : Nordex N-50, Gamesa G-60 et Vestat V66. Sur le même graphe est porté

Les résultats obtenus montrent que pour satisfaire la demande énergétique, il faut selon les mois, de 22 à 30 aérogénérateurs du type V66, de 16 à 25 pour les G-80, ou encore de 32 à 46 pour les N-54.

On remarque que pour le mois d'octobre le nombre d'aérogénérateurs nécessaires pour répondre à la charge passe à 40 aérogénérateurs pour les V66, 36 pour les G-80 à 60 pour les N-54. Ce qui

démontre que les caractéristiques des aérogénérateurs (vitesse de démarrage, arrêt et nominale, Diamètre et autres = jouent un rôle important. En période de moyenne consommation (de Mars à Septembre), caractérisée par un potentiel éolien plus ou moins important, le nombre d'aérogénérateurs nécessaires varie de 20 à 34 pour les V66, de 13 à 27 pour les G-80, ou de 27 à 47 pour les N-54.

En égard donc à ce nombre élevé d'aérogénérateurs en certaines périodes, la solution est l'acquisition d'une grande capacité de stockage d'énergie. Cette énergie pourrait être produite en grande quantité et avec un nombre moindre d'aérogénérateurs durant les périodes de fort potentiel éolien qui coïncident avec les moments de faible consommation d'électricité.

4.6.1. 2. Analyse du coût de production du kWh éolien

L'analyse économique d'un système éolien permet de déterminer le coût de production du kilowattheure (CP_{kWh}) à partir du coût total net actualisé et du nombre total de kWh produit sur l'ensemble de la période de fonctionnement de l'installation.

Le coût total net actualisé comprend [19]:

- le coût des investissements,
- le coût des opérations et de maintenance,
- Le coût du combustible et celui de l'élimination des déchets sont nuls.

L'ensemble de ces coûts peut être détaillé sous forme des postes suivants :

- le prix d'achat des aérogénérateurs ;
- le prix d'achat des batteries et onduleurs ;
- le prix d'achat des équipements de raccordement au réseau (câbles et accessoires) ;
- les frais d'installation des aérogénérateurs (main d'œuvre, mise en service) ;
- les prix des bâtiments pour les instruments et installations techniques ;
- les frais préliminaires (études techniques et financières, prospection et travaux de reconnaissance) ;
- les frais administratifs (les frais d'achat du terrain, droits administratifs, assurances) ;
- les droits et indemnités (droits de passage, concessions, autorisation, indemnisations) ;
- les frais des voies de communications permettant l'accès au lieu (accès routier, raccordement de télécommunication) ;
- les coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement des composants usés ;
- les coûts des emprunts sur les capitaux engagés.

Il faut souligner que les données ont bien entendu des valeurs fluctuantes, étant donné que les coûts de construction, les coûts de fonctionnement, les coûts des emprunts et le temps de construction varient dans l'espace et dans le temps. Ce coût de production n'inclut pas les coûts afférents aux différentes taxes (TVA, taxes communautaires, contribution tarifaire d'acheminement du réseau, etc.) ni les coûts marginaux externes dus aux émissions des gaz à effet de serre, ni ceux se rapportant à la préservation de la santé des populations. Donc, ce coût n'est pas le prix d'achat du kilowattheure chez le consommateur (prix toutes taxes confondues). A partir de ce qui précède, l'équation de calcul du coût de production du kilowattheure (CP_{kWh}) peut être normalisée par, [19] :

$$CP_{kWh} = \frac{C_{Total,Net,Actualisé}}{N_{Total,kWh,produit}} \quad (4.22)$$

Où $C_{Total Net Actualisé}$ représente le coût total net actualisé et $N_{Total kWh produit}$ le nombre total de kilowattheures produits.

Au tableau (4.4). Sont données les données entrées relatives à la ferme éolienne et nécessaire pour estimer le cout du kWh produit.

Tableau 4.4 : Caractéristiques des trois aérogénérateurs de la ferme éolienne.

Modèle	Vestas V66	Gamesa G-80	Nordex N-54
Capacité électrique (kW)	1650	2000	1000
Hauteur (m)	60	60	60
Diamètre (m)	66	80	54
Surface balayée (m ²)	3421	5027	2290
Facteur de puissance	0.95	0.95	0.95
Pertes par effet de sillage	05%	05%	04%
Pertes au niveau des pales	03%	04%	05%
Pertes diverses	02%	03%	02%
Disponibilité	97%	95%	98%
Facteur d'utilisation	78%	67%	80%
Le raccordement au réseau	oui	oui	oui

Le tableau (4.5) présente les valeurs du coût total net actualisé, du coût de production du kilowattheure, la durée de vie du projet et le taux d'émission des gaz à effet de serre des trois types d'aérogénérateurs choisis. Il faut noter aussi que pour chaque cas d'étude, des convertisseurs, d'une durée de vie de 20 ans, sont utilisés pour convertir et onduler le courant continu délivré par les aérogénérateurs en courant alternatif. Des batteries solaires de durée de vie 10 ans, sont également utilisées pour le stockage de l'énergie avant le passage au réseau.

Tableau 4.5 : Coût de production du kilowattheure des trois aérogénérateurs.

Aérogénérateurs	Nombre d'aérogénérateurs utilisés	Coût total net actualisé (€)	Durée de vie du projet (an)	Coût du kilowattheure (€ / kWh)
Vestas V66	40	42 363 527	20	0.105
Gamesa G-80	36	47 456 325	20	0.118
Nordex N-54	60	51 326 036	20	0.129

L'analyse des résultats montre que le coût de production de 0.105 à 0.129 €/kWh selon la technologie choisie. Le coût diminue avec l'envergure de l'aérogénérateur (puissance nominale, surface balayée, ...). Le cout déterminé est intéressant si on le compare avec ceux estimé par Ngala et al. en 2007 [20] qui varie de 0,311 à 0.388 € pour un site bien venté et de 0.466 à 0.621 €/kWh pour un site moins venté.

4.6.2. Cas des éoliennes à petite puissance

Pour les éoliennes de petite puissance, le cas de quatre turbines Savonius, de puissance nominale égale à 600 W, soit un total de 2.4 kW est considéré. Le prix de kWh est décomposé entre le prix du matériel, de la main d'œuvre, du génie civil et de la mise en service de l'ensemble de l'installation. Il peut être très variable selon le site d'implantation (difficultés topographiques, distance entre les aérogénérateurs et l'installation au sol,...).

Le matériel comprend :

- les éoliennes,
- les mâts,
- les convertisseurs
- et le câble nécessaire aux connexions.

Le cout du W_c installé des petites éoliennes ($< 5kW_c$) est estimé à 10 € [19]. Le coût d'installation (C_W) et le coût total du système éolien (C_{T_w}) se calculent à partir de la puissance crête installée (P_{p_w}), tel que :

$$C_W = 10 \text{ €} / W_c \quad (4.23)$$

$$C_{TW} = 10 P_{pw} \text{ €} \quad (4.24)$$

Les coûts de fonctionnement et de maintenance sont estimés à 1 c€/kWh produit par watt-crête installé [19].

Le tableau (4.6) présente les caractéristiques techniques de l'éolien de petite puissance de type Savonius.

Tableau 4.6 : Caractéristiques techniques de l'éolien de petite puissance [21].

Aérogénérateur	Puissance nominale (W)	Vitesse de démarrage (m/s)	Vitesse nominale (m/s)	Vitesse de coupure (m/s)	Diamètre du rotor (m)	Surface balayée (m ²)
Savonius 600 W	600	3	16	25	0.5	2

Après introduction des vitesses moyennes du vent du site d'Adrar, on obtient les résultats don,és au tableau (4.7).

Tableau 4.7 : Coût de production du kilowattheure de l'éolien de petite puissance.

Aérogénérateurs	Nombre d'aérogénérateurs utilisés	Coût total net actualisé (€)	Durée de vie du projet (an)	Coût du kilowattheure (€ / kWh)	Emissions de gaz à effet de serre (kg / an)
Savonius 600 W	4	2 138 584	20	0.11	0

Le coût totale est estimé de kWh produit est de 0.11€/kWh. Le prix du kWh éolienne produit a partir d'aérogénérateurs de moyenne et petite puissance, sont très faibles.

4.6.3. Comparaison du CP_{kWh} avec celui des autres sources d'énergie

Le tableau (4.8) présente à titre de comparaison le coût de production du kilowattheure éolien avec ceux des autres filières de production. Ce tableau montre que le coût de production du kilowattheure éolien même s'il est supérieur à celui des sources d'énergies fossiles (charbon, fioul ou turbines à gaz) et à celui des grandes filières (centrales nucléaires et hydroélectriques), reste cependant compétitif voir plus compétitif que celui des autres sources d'énergies renouvelables.

L'équilibre écologique de la planète est aujourd'hui en danger alors que la consommation mondiale d'énergie ne cesse d'augmenter. La solution est d'aller entièrement vers les énergies renouvelables.

Tableau 4.8 : Comparaison du coût de production du kilowattheure [22].

Sources d'énergie	Coût de production (€ / kWh)
Thermiques (charbon, fioul, gaz)	0.02 à 0.04
Nucléaire	0.02 à 0.037
Hydroélectrique	0.02 à 0.12
<i>Eolienne</i>	<i>0.03 à 0.13</i>
Photovoltaïque	0.25 à 1.6
Biomasse	0.03 à 0.12
Marémotrice	0.08 à 0.40
Géothermique	0.02 à 0.10

4.7. Conclusion

L'étude économique d'un projet d'énergie éolienne permet de dégager deux types d'information : le coût total net actualisé du projet et le coût de production du kilowattheure produit. Le coût de production du kilowattheure obtenu, de 0.105 à 0.129 €/kWh, même s'il est supérieur à celui des grandes filières de production d'électricité, il reste cependant compétitif face à celui des autres sources d'énergies renouvelables, il est même comparable au coût du kilowattheure actuellement en cours, qui est de source essentiellement fossile. L'apport de l'éolien serait sans contexte un atout pour l'Algérie, et présenterait l'avantage d'accéder à l'indépendance énergétique vis-à-vis de l'Algérie, de créer des emplois et d'élargir le réseau national. Les résultats obtenus ici constituent donc la base pour identifier la meilleure combinaison à faire pour exploiter cette énergie éolienne tant sur le plan environnemental qu'économique. Par contre cette conversion à l'éolien dépend d'une politique économique et financière, basée sur un calcul à long terme, car elle nécessite un investissement conséquent.

4.8 Références Bibliographiques

- [1] K. Faidi, « Situation géographique d'Algérie », publication de Garmin Algérie, www.garminalgerie.com/index.php/cartographie/.
- [2] M. Statistique, « République algérienne démocratique et populaire », www.statistiques-mondiales.com/algerie.htm.
- [3] « Réseau Electriques National », publication de ministère de l'énergie, <http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=reseau-electrique-national>.
- [4] L. Djamel « Production décentralisée et couplage au réseau », Thèse de doctorat de l'université de Constantine, Algérie, 2008.
- [5] « Réseau National de Transport de L'électricité », publication de la société national de l'électricité et de gaz, <http://www.sonelgaz.dz/>.
- [6] « Plan de développement 2007-2017 production d'électricité », Direction générale du développement et de la stratégie SONELGAZ, rapport interne N°110 DGDS, Alger 2007.
- [7] « Plan de développement 2007-2017 Transport d'électricité», Direction générale du développement et de la stratégie SONELGAZ, rapport interne N°111 DGDS, Alger 2007.
- [8] T. Ghennam « Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation», Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille, Septembre 2011.
- [9] A. Ahmidi « Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques», Thèse de doctorat en génie électrique de l'Ecole Centrale de Lille, décembre 2010.
- [10] M. Merdaoui, A. Houha and A. Smaili. « Etude et dimensionnement du futur parc éolien de Kaberten situé dans la région d'Adrar», proceeding SMEE'2010, Alger, Algérie, Avril 2010.
- [11] N. Kasbadji Merzouk « Evaluation du Gisement Energétique Eolien. Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie », Thèse de doctorat, université de Tlemcen, Algérie 2006.

- [12] S. Madougou « Etude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahélienne à partir des observations de radars profileurs de vent », Thèse de doctorat, université de Toulouse, 2010.
- [13] R. Chriki « Evaluation des gisements énergétique renouvelable (éolien, solaire, hydroélectrique) par télédétection et système d'information géographique », Thèse de doctorat, université Tanger, Maroc 2004.
- [14] H. Nfaoui « Caractéristiques de gisement éolien Marocain et optimisation d'un système aérogénérateurs/groupe électrogène pour l'électrification des villages isolée », Thèse de doctorat, université Mohamed V, Maroc 2004.
- [15] N. Kasbadji Merzouk , « Cartes des vents de l'Algérie - résultats préliminaires - », publication de la revue des énergies renouvelables, CDER 1999.
- [16] C.G. Justus, A. Mikhail, « Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics». Geophysical Research Letters, vol. 3, N° 5, 1976.
- [17] Site internet, « http://www.retscreen.net/fr/software_and_data.php », logiciels et données.
- [18] Site internet, « <http://www.retscreen.net/fr/version4.php>», logiciels pour l'énergies renouvelables.
- [19] O. Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat, Ecole Normale Supérieur Cachan, 2002.
- [20] G. Ngala, B. Alkali, « Viability of wind energy as a power generation source in Maiduguri, Borno state, Nigeria », Volume 32, Issue 13, October 2007, Pages 2242–2246.
- [21] A. Mirecki « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat, université de Toulouse, France, 2005.
- [22] M. Malloch, G. Doucet « Comparaison du coût de production du kilowattheure des sources énergies », Publication sur l'état de l'énergie dans le monde, World Energy Assessment, 2009.

CONCLUSION GENERALE

La consommation élevée de l'énergie électrique, l'augmentation des prix des hydrocarbures et le souci de préserver l'environnement ont conduit plusieurs pays à initier des programmes nationaux et internationaux destinés à produire de l'énergie électrique à partir des ressources renouvelables, notamment celle de type éolien. Cette dernière se distingue par son caractère aléatoire et intermittent, qui est souvent à l'origine de sérieux problèmes liés à la stabilité du réseau électrique.

Le travail présenté dans cette thèse avait trois objectifs principaux :

Le premier porte sur la modélisation et la commande en puissance d'un système éolien à base de machine asynchrone à double alimentation alimentée par des convertisseurs à trois niveaux, pour augmenter la puissance transmise au réseau. Dans ce contexte, le contrôle des puissances du système éolien a été effectué par la logique floue. Afin de commander le système éolien, la stratégie MPPT permet de fournir un maximum de puissance active produite au réseau électrique grâce au fonctionnement à vitesse variable de la MADA.

Dans le second objectif, nous avons abordé les problématiques posées par la conception d'une chaîne de conversion d'énergie dédiée à une éolienne de petite puissance. Nous avons étudié et comparé trois structures de conversion statique permettant le pilotage de la génératrice utilisée. Les techniques MPPT diffèrent aussi selon l'architecture et selon la connaissance de la caractéristique de la voilure. Dans le cas où l'on ne connaît pas a priori la voilure, une recherche opérationnelle (MPPT) a été proposée grâce à un algorithme basé sur la logique floue. En connaissance de la courbe $C_p(\lambda)$, différentes techniques de pilotage peuvent être employées, selon que l'on utilise un redresseur à diodes associé à un hacheur dévolteur.

Dans le choix final de la meilleure structure, nous avons montré l'interaction entre plusieurs paramètres tels que le profil du vent. Au final, dans cette gamme de puissance et moyennant un dimensionnement système adéquat, l'application de différents gisements éoliens nous a permis de conclure à l'excellente compétitivité du circuit le plus simple vis à vis du compromis coût / performance : association pont de diodes - hacheur abaisseur de tension. Bien que le dispositif MPPT soit fiable dans tous les cas étudiés, on remarque les grandes différences en quantité d'énergie selon la configuration et le profil du gisement éolien.

Le troisième objectif concernait l'estimation technico-économique d'une ferme éolienne par trois types d'aérogénérateurs différents. Dans ce contexte, on suppose que la puissance désirée de parc soit restée stable pour connaître le prix de kWh et le nombre d'aérogénérateurs installés de chaque type choisis, enfin nous comparons les prix de kWh produit par des autres ressources renouvelables.

ملخص: عالجتنا في هذه الرسالة ثلاثة محاور في مجال تكنولوجيا توربينات الرياح في الشبكات الكهربائية. تطرقنا في الموضوع الأول لتطوير التحكم الأمثل في الطاقة المنتجة باستخدام ماكينة لا تزامنية مزدوجة التغذية وموجات متعددة المستويات. في هذا السياق، تم اقتراح التحكم بواسطة تقنية المنطق الغامض للتحكم في المولد وتمكينه من إنتاج الطاقة القصوى في وفق تغير سرعات الرياح و تسمح كذلك بموازنة التوتر المستمر الداخلي للموج. لاحظنا من خلال نتائج المحاكاة الرقمية مدى نجاعة هذه التقنية و ذلك من حيث تحسين نوعية التوتر الخارجي للموج.

الموضوع الثاني قمنا فيه بدراسة تقنية واقتصادية لحقول إنتاج الكهرباء بواسطة الرياح، تم اقتراح ثلاثة أنواع من التربينات ذات قدرات طاغوية مختلفة وفي الأخير بينت نتائج المحاكاة تغير تكلفة سعر الكيلو واط ساعي لكل نوع مع الأخذ بعين الاعتبار نفس القدرة الطاغوية المراد إنتاجها من نفس الحقل، كما لاحظنا التغير في عدد التربينات الواجب استخدامها في هذه الدراسة. وفي الأخير قمنا بدراسة سلسلة تحويل الطاقة لتربين ذو ماكينة تزامنية مع قدرة طاغوية صغيرة وموجات متعددة المستويات، الهدف من هذه الدراسة هو تتبع نقطة الاستطاعة القصوى للمولد مع دراسة مقارنة لمختلف التركيبات الممكنة لإنتاج أعلى مردود طاغوي ممكن.

Résumé: nous traitons dans ce travail trois axes principaux dans le domaine énergie éolienne, le premier axe concerne l'extraction de maximale de puissance éolien de la génératrice asynchrone à double alimentation par la logique flou fournie aux réseaux électrique, nous remarquons que l'utilisation de cette technique permet de suivre les points de puissance maximale avec les variations aléatoires de vent.

Le deuxième travail concerne l'estimation technico-économique d'un parc éolien, dans ce contexte, on utilise trois types d'aérogénérateurs aux même site étudié pour déterminer le cout de kWh d'électricité de chacun, nous remarquons que les nombre et le cout de kWh sont variables selon de type choisis. Enfin nous étudions la chaines de conversion de petite puissance et la stratégie d'extraction maximale de puissance pour déférent type de structures choisis.

Abstract : we treat in this work three main axes wind energy domain, first axis concerns the extraction maximal power wind energy of Double-fed induction generator by fuzzy logic connected to networks electric, we notice that the use technique allows to follow the of maximal power points tracking with random variations the wind.

The second work concerns the technical-economic estimation of wind farm, in this context, we use three types of turbines in even site studied to determine the cost kWh of electricity, we notice that number and the cost of kWh are variable according to type turbine chosen. Finally we study the chains of small power conversion and strategy extraction of maximum power point tracking for deferent type structures chosen.

This article was downloaded by: [CERIST]

On: 13 May 2014, At: 08:27

Publisher: Taylor & Francis

Informa Ltd Registered in England and Wales Registered Number: 1072954 Registered office: Mortimer House, 37-41 Mortimer Street, London W1T 3JH, UK



Desalination and Water Treatment

Publication details, including instructions for authors and subscription information:
<http://www.tandfonline.com/loi/tdwt20>

Modeling and simulation of wind energy chain conversion

S. Bellarbi ^a, N. Kasbadji merzouk ^b, A. Malek ^a & C. Larbes ^c

^a Center for Development of Renewable Energy, Bouzareah, W. Algiers, Algeria

^b Solar Equipment Development Unit/EPST/CDER, W. Tipaza, Algeria

^c Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, W. Algiers, Algeria

Published online: 13 Aug 2012.

To cite this article: S. Bellarbi, N. Kasbadji merzouk, A. Malek & C. Larbes (2013) Modeling and simulation of wind energy chain conversion, *Desalination and Water Treatment*, 51:7-9, 1434-1442, DOI: [10.1080/19443994.2012.714452](https://doi.org/10.1080/19443994.2012.714452)

To link to this article: <http://dx.doi.org/10.1080/19443994.2012.714452>

PLEASE SCROLL DOWN FOR ARTICLE

Taylor & Francis makes every effort to ensure the accuracy of all the information (the "Content") contained in the publications on our platform. However, Taylor & Francis, our agents, and our licensors make no representations or warranties whatsoever as to the accuracy, completeness, or suitability for any purpose of the Content. Any opinions and views expressed in this publication are the opinions and views of the authors, and are not the views of or endorsed by Taylor & Francis. The accuracy of the Content should not be relied upon and should be independently verified with primary sources of information. Taylor and Francis shall not be liable for any losses, actions, claims, proceedings, demands, costs, expenses, damages, and other liabilities whatsoever or howsoever caused arising directly or indirectly in connection with, in relation to or arising out of the use of the Content.

This article may be used for research, teaching, and private study purposes. Any substantial or systematic reproduction, redistribution, reselling, loan, sub-licensing, systematic supply, or distribution in any form to anyone is expressly forbidden. Terms & Conditions of access and use can be found at <http://www.tandfonline.com/page/terms-and-conditions>



Modeling and simulation of wind energy chain conversion

S. Bellarbi^{a,*}, N. Kasbadji merzouk^b, A. Malek^a, C. Larbes^c

^aCenter for Development of Renewable Energy, Bouzareah, W. Algiers, Algeria

Email: sbellarbi@cder.dz

^bSolar Equipment Development Unit/EPST/CDER, W. Tipaza, Algeria

^cEcole Nationale Supérieure Polytechnique, W. Algiers, Algeria

Received 13 March 2012; Accepted 18 July 2012

ABSTRACT

Alongside the substantial market for wind generation of high power systems grows smaller power (about 100 W to several kW) which is especially dedicated to remote sites. The chain of energy conversion is very different from those of great power, they are often based on the use of a three-phase alternator with permanent magnets debiting directly through a rectifier diodes in a generally electrochemical battery low voltage (12–48 V). In this article, we propose a model of the conversion chain, few conventional, for the estimation of energy production.

Keywords: Wind turbine generator; Synchronous generator; Permanent magnetic; Continuous source; Fuzzy logic; Simulation

1. Introduction

Today, the sustainable development and energy renewable arouse the interest of several research teams. Therefore, the development of wind turbines is a major investment in research technology. The systems that produce electrical energy from the wind can be an alternative to technological and economic exhaustible energy sources. In fact, the growth of the global wind industry is about 30% per year since the early 2000s [1]. In 2011, wind projects made up more than 28% of the \$260 billion investment in clean energy projects. A significant portion of this investment was from public sector institutions. The use of wind turbines has important advantages [2]. Indeed, they are currently one of the greenest ways to get electricity. Also, this source is inexhaustible. However, in Algeria, the cost of wind energy

is still too high for this energy source has an alternative to traditional sources.

2. Chain modeling of low wind power

Generally, any wind power conversion system that will be dedicated to remote site can be represented as it is shown in the Fig. 1.

The wind speed can be modeled by a sum of some harmonious [6]:

$$V_V(t) = A + \sum_{n=1}^i (a_n \cdot \sin(b_n \cdot \omega_V \cdot t)) \quad (1)$$

where A is the constant and $b_n \cdot \omega_V$ represent, respectively, the amplitude and the pulse of sample wind.

*Corresponding author.

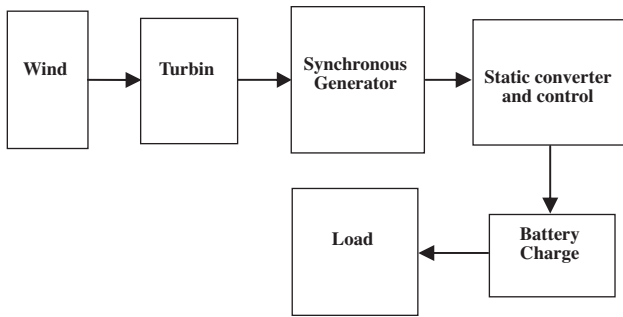


Fig. 1. Low wind power chain conversion [5].

Total wind power through a disk of radius R is given by the following relation [3,4]:

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_V^3 \quad (2)$$

Power of the air mass, which crosses the surface equivalent to the active surface S of the wind turbine, is given by following relation:

$$P_{col} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot S \cdot V_V^3 \quad (3)$$

$C_p(\lambda, \beta)$ is the power coefficient of wind turbine, and its value cannot exceed $(16/27)$, Betz limit [4]; β is the pitch angle and λ is the linear speed ratios at the end of pales the turbine and wind speed.

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V_V} \quad (4)$$

The mechanical expression optimal power $P_{mec.opt}$ is obtained as follows:

$$P_{mec.opt} = -\frac{1}{2} \frac{C_{pmax} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{G^3 \lambda_{Cpmax}^3} \Omega_{mec}^3 \quad (5)$$

where G is the multiplier ration and Ω_{mec} is the angular speed of generator rotor (see Fig. 2).

In our study, the vertical axis wind turbine called Savonius is used. The used dimensions, the input and output parameters and the power efficiency of the Savonius turbine are defined, respectively, in Figs. 3 and 4. The height H and the diameter $2R$ of the rotor are equal to 2 and 1 m, respectively.

This last factor is defined by the following equation:

$$C_p(\lambda) = -0.2121\lambda^3 + 0.0856\lambda^2 + 0.2529\lambda \quad (6)$$

With: $C_p^{opt}(\lambda_{opt}) = 0.15$

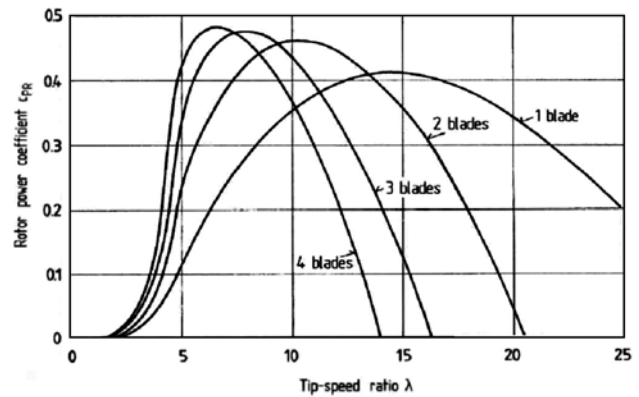


Fig. 2. Aerodynamic power coefficient depending on the tip wind speed and the number of the blade [5].

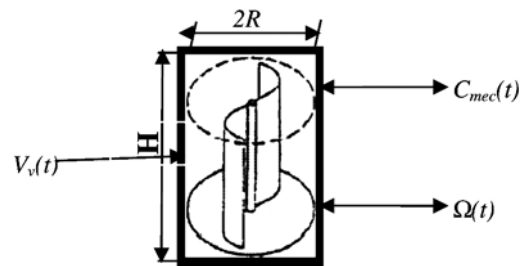


Fig. 3. Input–output Savonius model [7].

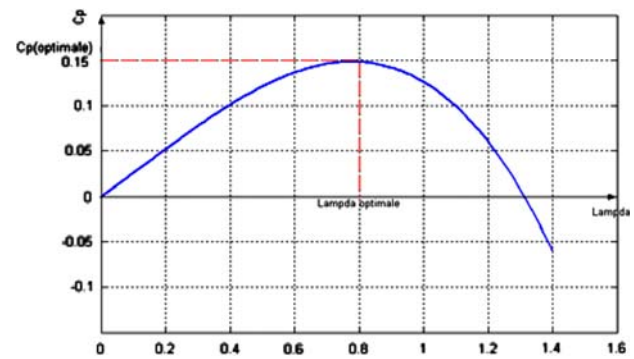


Fig. 4. C_p characteristics in the function of λ [8].

$$\lambda_0 = 1.31$$

$$\lambda_{opt} = 0.78$$

For optimum low speed, the power coefficient is the maximum and the wind turbine delivers the maximum mechanical power. It is therefore highly desirable to exploit the wind energy system on this point (see Fig. 5).

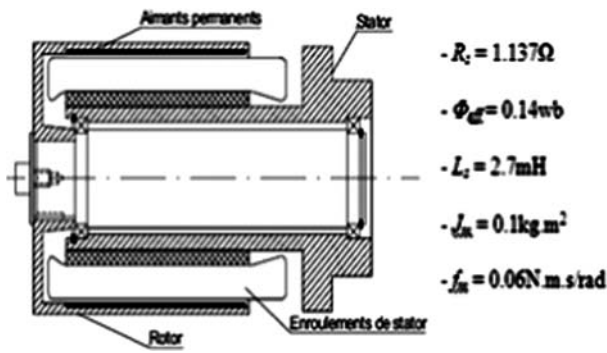


Fig. 5. Generator mechanical construction [8].

The generator model takes into account frames with smooth poles (not pole piece), so that there is no saturation and the winding up is perfectly symmetrical.

2.1. Static converters

Static converters are essential part of wind energy conversion system. They achieve the desired shape of the electric energy and also maximize the power drawn. Assuming negligible losses in all the assemblies studied are shown in [9] (see Figs. 6–10).

3. Research methods of maximum power point

See Fig. 11.

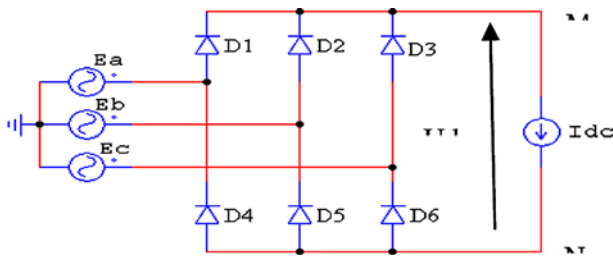


Fig. 6. Diode bridge structure.

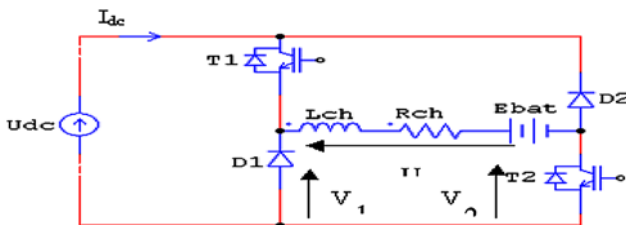


Fig. 7. Buck chopper structure.

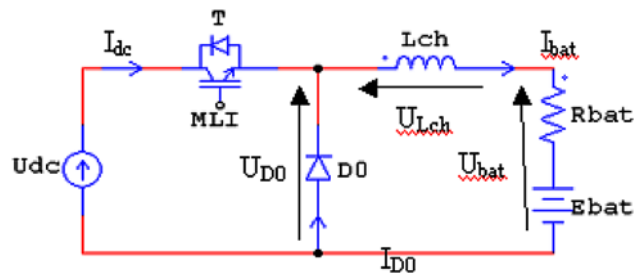


Fig. 8. Bridge converter structure controlled differential.

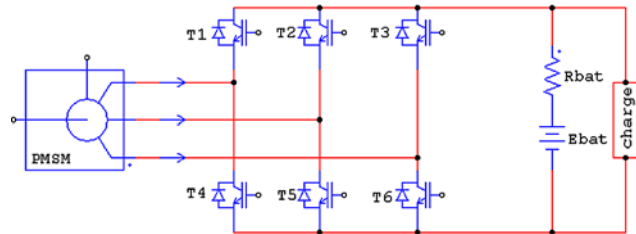


Fig. 9. Pulse-width modulated rectifier.



Fig. 10. Battery's model.

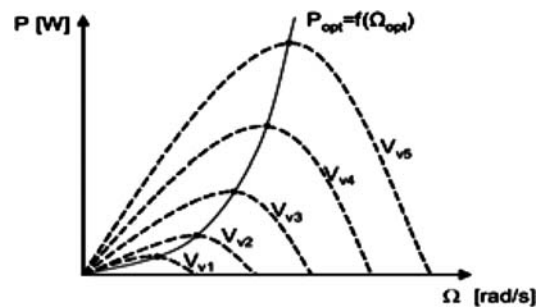


Fig. 11. Wind turbine characteristic power – speed [8].

3.1. Maximizing power without knowledge $C_P(\lambda)$

See Figs. 12 and 13.

3.1.1. MPPT by fuzzy logic

Fuzzy logic application in the system (stator flux oriented) assure the continuation, the instruction of

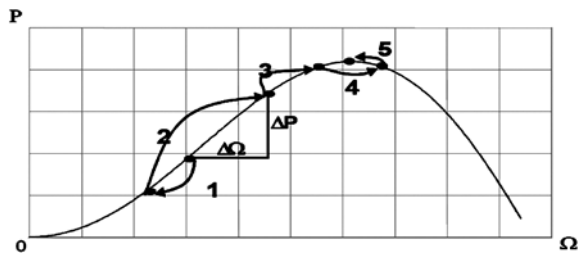


Fig. 12. MPPT's in case constant wind speed.

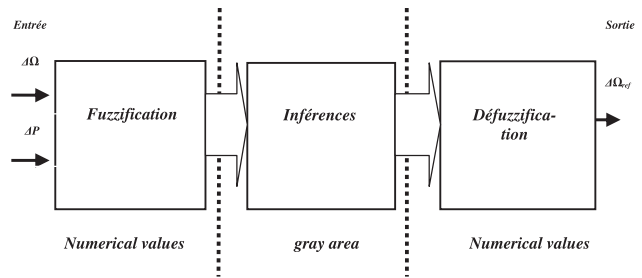


Fig. 14. Basic structure of fuzzy MPPT [8].

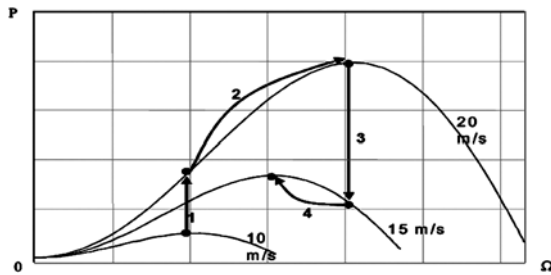


Fig. 13. MPPT's in case not constant wind speed.

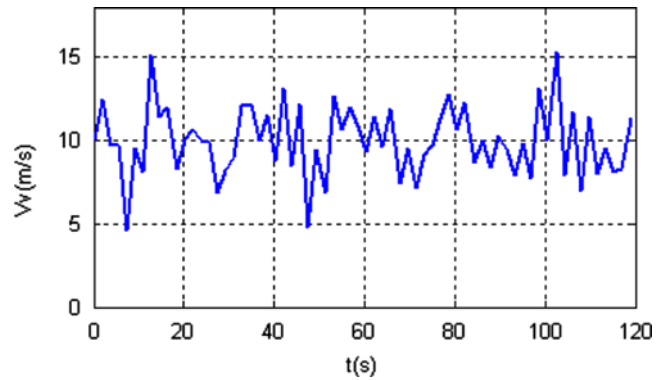


Fig. 15. Wind speed temporal form.

speed rotation, and the turbine training which corresponds to the optimal point bound to optimal specific speed λ_{opt} and power ration maximum C_{Pmax} [8,9] (see Figs. 14–18).

Calculation of the difference between the optimal energy resulting from optimal power P_{opt} and that obtained using maximum power point tracking (MPPT) device provides an overview of the numerical specimen quality energy on a given time.

3.2. Maximizing power with knowledge $C_p(\lambda)$

See Fig. 19.

3.2.1. Simple buck chopper simulation results

See Figs. 20 and 21.

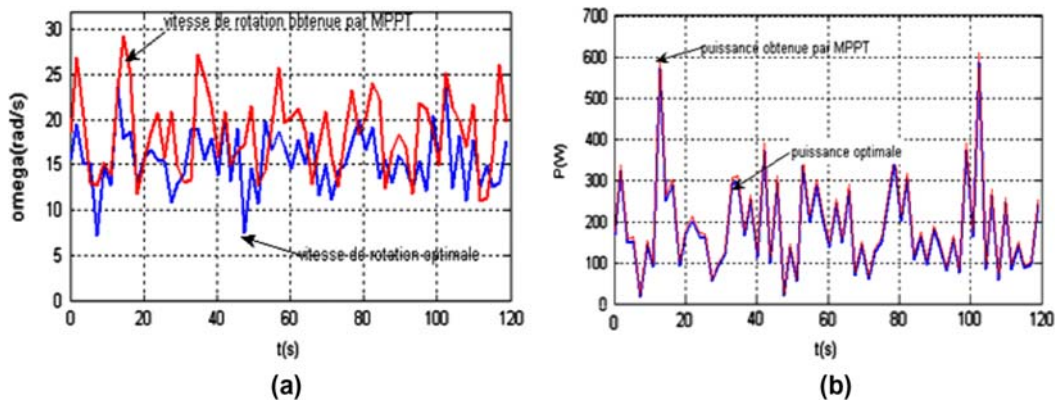


Fig. 16. MPPT optimal: (a) speed rotation and (b) wind power.

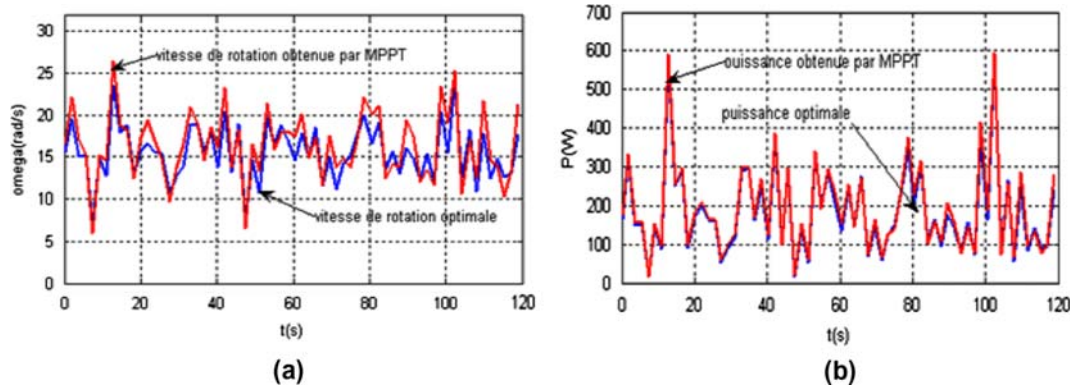


Fig. 17. Curves comparison between functioning with and without MPPT: (a) speed rotation and (b) wind power.

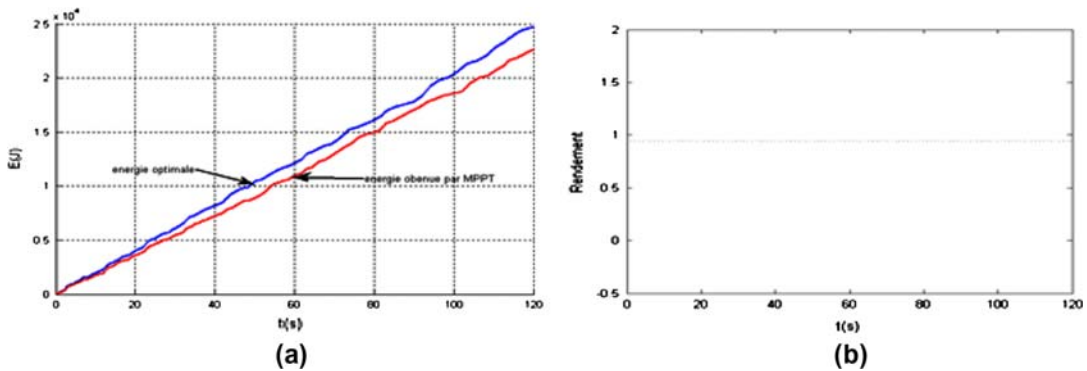


Fig. 18. Energy comparison: (a) wind energy and (b) efficiency obtained by MPPT fuzzy.

3.2.2. Asymmetric chopper simulation results

See Fig. 22.

4. Simulation results in linear wind speed

See Fig. 23.

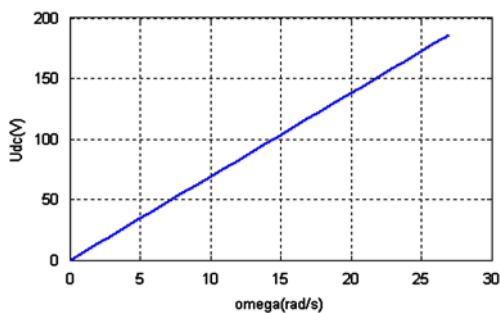


Fig. 19. Rectified voltage depending on the rotating speed in an optimal regime.

4.1. Results simulation without knowledge $C_p(\lambda)$

See Figs. 24 and 25.

4.2. Results simulation with knowledge $C_p(\lambda)$

4.2.1. Simple buck chopper simulation

See Figs. 26 and 27.

4.2.2. Asymmetric chopper simulation

See Figs. 28 and 29.

5. Conclusion

In this study, we showed the interaction between several parameters such as wind profile. Finally, in this power range and with an appropriate system design, the application of different wind fields allowed us to conclude on the high competitiveness of the simplest circuit against the cost/performance compromise: diode bridge association with buck chopper.

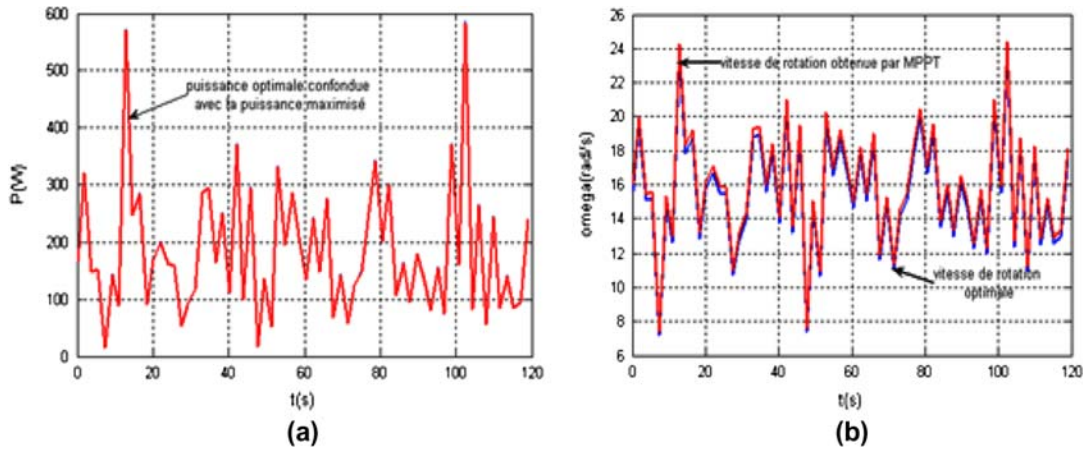


Fig. 20. (a) Wind turbine power and (b) rotating speed.

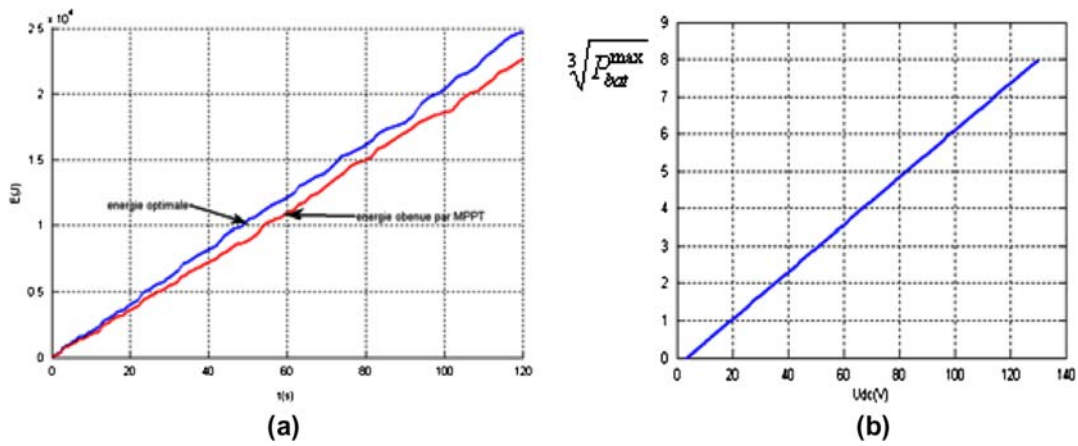


Fig. 21. (a) Energy efficiency and (b) maximum power (48 V battery according to the rectified voltage).

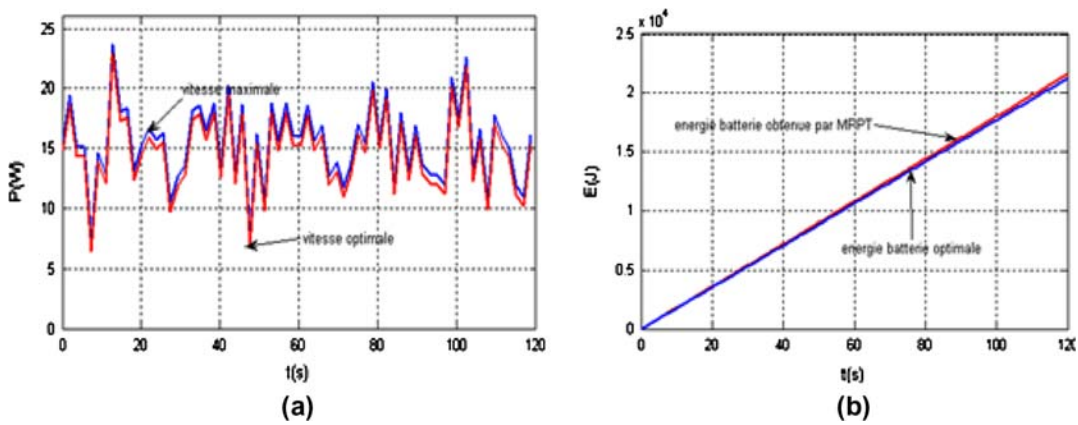


Fig. 22. (a) Rotating speed and (b) energy efficiency.

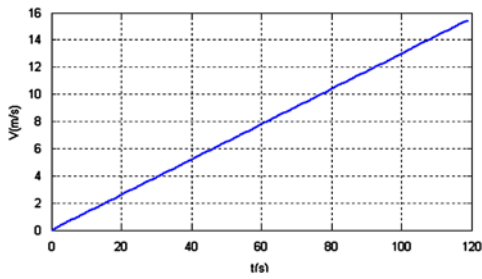


Fig. 23. Wind speed temporal form.

Although the MPPT is reliable in all cases studied, we see large differences in the amount of energy according to the configuration and the wind resource profile. To ensure greater availability of energy, more renewable resources can be interconnected together (wind–photovoltaic–fuel cells).

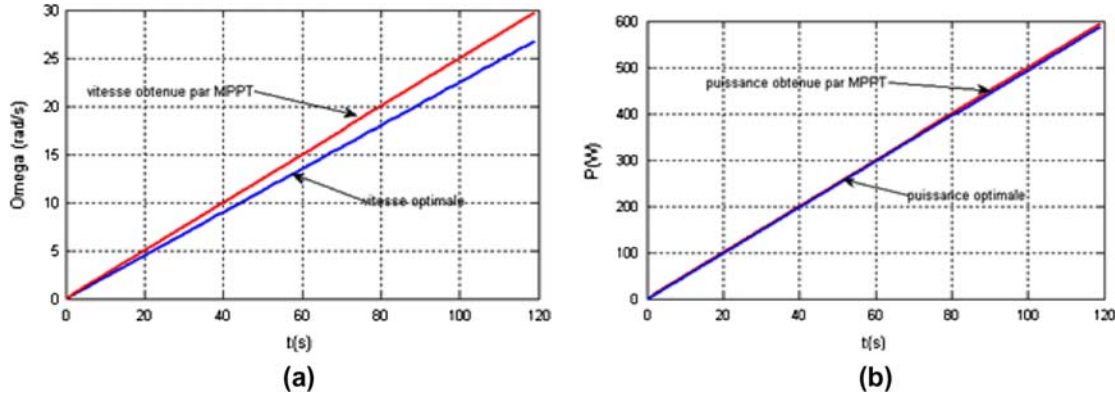


Fig. 24. Comparison between functioning with and without MPPT: (a) speed rotation and (b) wind power.

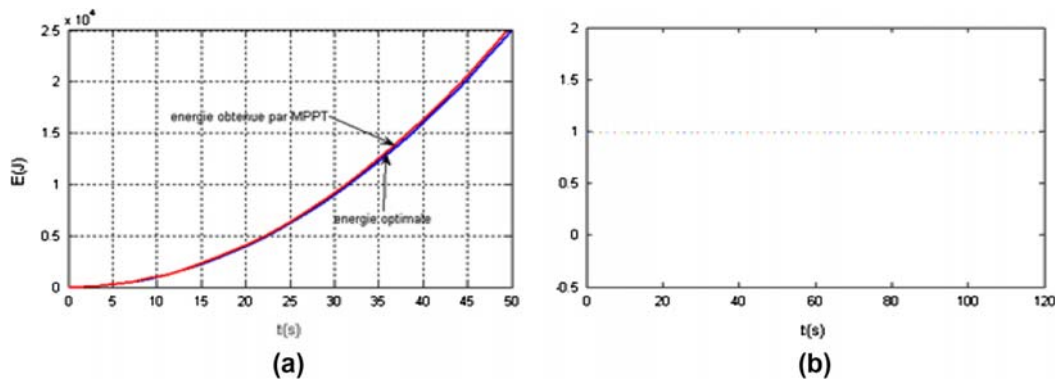


Fig. 25. Energy comparison: (a) wind energy and (b) efficiency obtained by MPPT fuzzy.

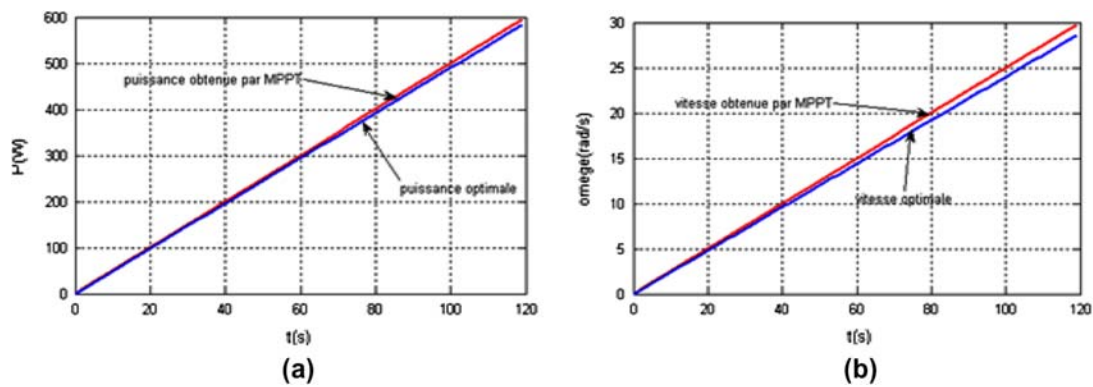


Fig. 26. (a) Wind power and (b) speed rotation.

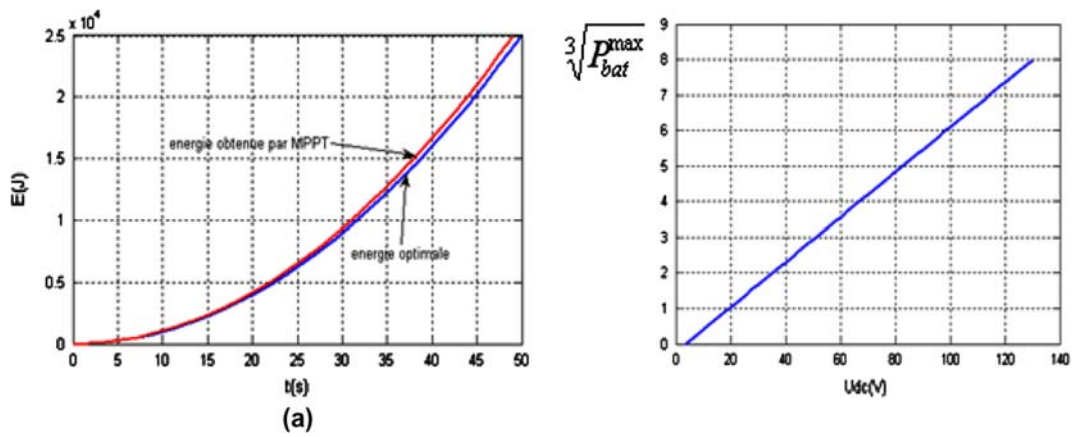


Fig. 27. (a) Energy efficiency and (b) maximum power of 48 V battery according to the rectified voltage.

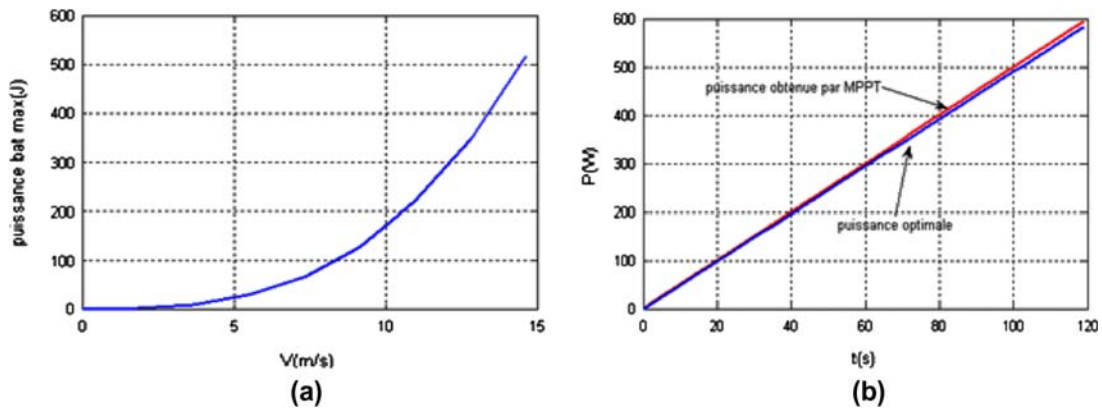


Fig. 28. (a) Battery power maximum (48 V) depending on wind and (b) power 48 V battery and maximized by optimal MPPT.

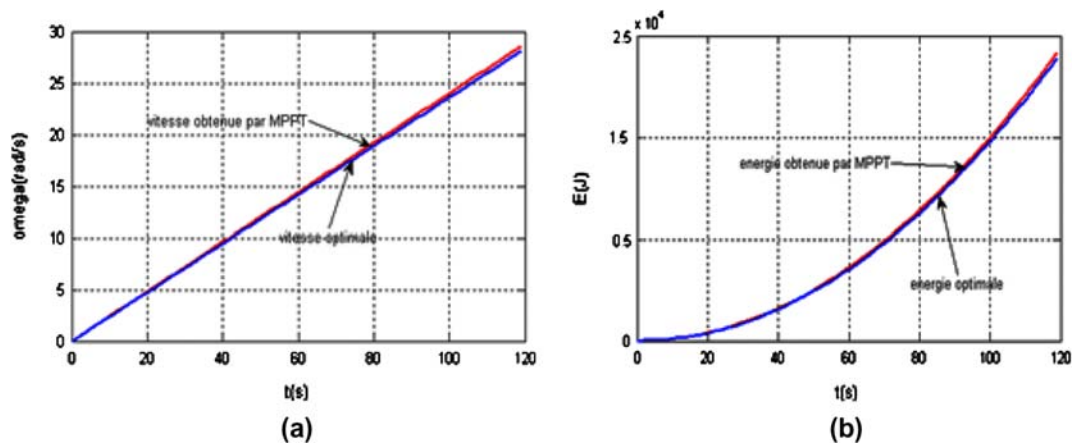


Fig. 29. (a) Rotating speed and (b) energy efficiency.

References

- [1] O. Gergaud, Energy Modeling and Economic Optimization of a Production System Coupled to the Wind and Photovoltaic System and Associated with an Accumulator, Doctor Thesis of the Ecole Normale Supérieure de Cachan, France, December 9, 2002.
- [2] Global Wind Report, Annual Market Update, GWEC, 2011.
- [3] V. Rogez, Simplified Model of Distributed Generation Sources for Studies of Network Dynamics. Application to the Integration of Wind Generation in Distribution Network Island, PhD thesis, University of Artois, France, December 17, 2004.
- [4] D. Le Gouerie, Wind energy, theory, design and practical calculation of facilities, Eyrolles, Paris, 1982.
- [5] H. Camblong, Minimizing the Impact of Disturbances in the Wind Generation of Electricity by Wind Turbines with Variable Speed, PhD thesis at the Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers de Bordeaux, France, December 18, 2003.
- [6] N. Kasbadji Merzouk, Assessment for wind resources, contribution to the determination vertical profile of wind speed in Algeria, Doctor Thesis energy physics, Tlemcen, Algeria, May, 2006.
- [7] Alain. H. Chauvin, The Savonius wind turbine. Study aerodynamic and mechanical performance, 12th International Days of Heat.
- [8] A. Mirecki, Comparative study of energy conversion channels dedicated to a small wind turbine, Doctor Thesis, University of Toulouse, France, 2005.
- [9] Jean-Philippe Martin, Contribution to the voltage supply of Permanent Magnet Synchronous Machine a Number of Phases High, Normal and Gradient, Doctor of the Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 2003.

Double-fed Asynchronous Wind Power Generator by Fuzzy Logic

Samir Bellarbi¹, Nachida Kasbadji Merzouk² and Ali Malek¹

1. Centre de Développement des Energies Renouvelables l'EPST CDER, Bouzareah, Algiers 16340, Algeria

2. Unité de Développement des Equipement Solaires, UDES, EPST/CDER, Bou Ismail, Tipaza 42415, Algeria

Received: April 16, 2013/ Accepted: June 02, 2013 / Published: June 15, 2013.

Abstract: The objective of this study is the simulation of the fuzzy control of a double-fed induction wind generator (DFIG) and oriented stator flux using MATLAB/SIMULINK. The system consists of a horizontal wind turbine, coupled to a DFIG and driven by a feed consisting of two three-phase PWM converters in double bridge in order to maximize the delivered power at different wind speeds. We used a traditional regulator and a fuzzy controller. A model of the wind speed and the wind turbine is presented followed by the modeling of double-fed asynchronous generator DFIG controlled by fuzzy logic is performed according to two scenarios: with and without MPPT.

Key words: Wind speed, wind turbine, DFIG, PWM converter, classical and fuzzy regulation.

1. Introduction

Currently, the asynchronous generator double magnet modern wind turbines is becoming a reality imposed by the performance, and it can offer operating in both torque-speed framing.

In a wind turbine based on the DFIG, the stator is connected directly to the network and the rotor is connected to the network through a converter.

Since the power involved in the rotor circuit is lower than that of the stator circuit, the stresses on the converters will be reduced, which leads to reducing the size and cost of the converter.

To improve the performance of the wind, a MPPT must be introduced to adjust the speed of the wind system, allowing a further maximum power point. The simulation results are also presented to show the degree of improvement of the dynamic behavior of the system [1].

2. Modeling of the System

The global model of the wind turbine system, based

Corresponding author: Samir Bellarbi, researcher, research field: renewable energy. E-mail: s.bellarbi@cder.dz.

on the double-fed asynchronous generator to supply power to the grid, is made up of the wind turbine and the double-fed asynchronous generator coupled to the cascaded converter (rectifier-inverter). This system is controlled by the fuzzy controller to optimize the maximum power available at the wind turbine blades. Thus, the present work is first to model the wind speed and the wind turbine, and secondly to model the generator and the control applied to the system. Fig. 1 shows the overall system studied [2].

2.1 Wind Modeling

Wind speed can be modeled by a sum of some harmony [3]:

$$V_v(t) = A + \sum_{n=1}^i (a_n \cdot \sin(b_n \cdot \omega_v \cdot t)) \quad (1)$$

Where A is constant and $b_n \cdot \omega$ are respectively the amplitude and the pulse of sample wind.

2.2 Wind turbine Modeling

The total kinetic wind power absorbed by the disc of radius R of a wind turbine is given by the following equation [3].

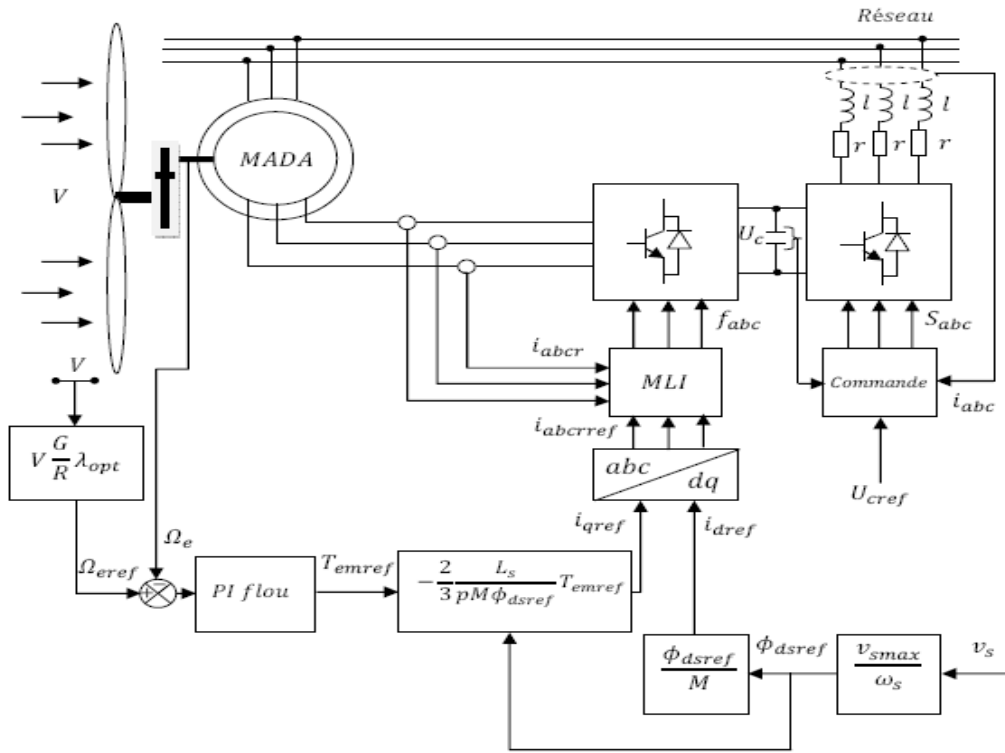


Fig. 1 General structure [2].

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_V^3 \quad (2)$$

When a mass of air passes through the effective area S of the wind turbine, the recovered power is given by the following relationship:

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot S \cdot V_V^3 \quad (3)$$

where, $C_p(\lambda, \beta)$ is a power coefficient of wind turbine. This value is called a Betz Limit and cannot exceed (16/27), B is the pitch angle and λ is equal to the ratio of the linear velocity at the end of the blades turbine and the wind speed.

The optimal mechanical power $P_{mec.opt}$ is given by the following formula:

$$P_{mec.opt} = -\frac{1}{2} \frac{C_{p\text{max}} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{G^3 \cdot \lambda_{Cp\text{max}}^3} \cdot \Omega_{mec}^3 \quad (4)$$

where, G is the multiplier ration and Ω_{mec} is the Angular speed of generator rotor.

Fig. 2 shows the wind turbine connected to the electrical network.

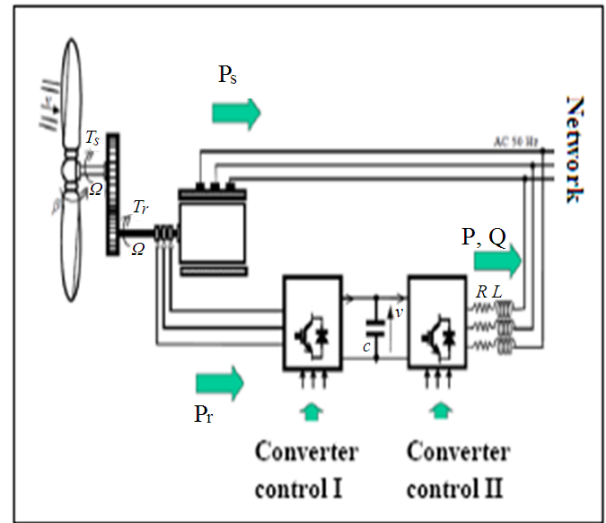


Fig. 2 Wind turbine connected network to electrical grid [2].

2.3 DFAG Modeling

Double-fed asynchronous generators model is given by the following matrix system [4, 5]:

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + P \cdot L_s & -L_s \cdot \omega_s & P \cdot M & -\omega_r \cdot M \\ \omega_s \cdot L_s & R_s + P \cdot L_s & \omega_s \cdot M & P \cdot M \\ P \cdot M & -\omega_r \cdot M & R_r + P \cdot L_r & \omega_r \cdot L_r \\ M \cdot L_r & P \cdot M & \omega_r \cdot L_r & R_r + P \cdot L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} \quad (5)$$

where $V_{ds}, V_{qs}, V_{dr}, V_{qr}, I_{ds}, I_{qs}, I_{dr}, I_{qr}, R_s, R_r, L_s, L_r$ are the voltages and currents in direct and quadrature inductances and resistances cyclic stator and rotor, respectively. The hypothesis proposed for high power machines used for wind generation is that the stator flux is constant and the resistance R_s is negligible. However, voltage and power expressions are given by:

$$\begin{cases} V_{ds} = \frac{d\varphi_{ds}}{dt} = \frac{d\varphi_s}{dt} = 0 \\ V_{qs} = \frac{d\varphi_{qs}}{dt} = \omega_s \cdot \varphi_s = V_s \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} P = V_s \cdot \frac{M}{L_s} \cdot I_{qr} \\ Q = V_s \cdot \frac{M}{L_s} \cdot I_{dr} + \frac{V_s^2}{L_s \cdot \omega_s} \end{cases} \quad (7)$$

and

$$\begin{cases} P = V_s \cdot \frac{M}{L_s} \left[V_{qr} + g \cdot \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{dr} - g \cdot \omega_s \cdot \frac{M V_s}{\omega_s L_s} \right] \left[\frac{1}{R_r + P \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)} \right] \\ Q = V_s \cdot \frac{M}{L_s} \left[V_{dr} + g \cdot \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{qr} \right] \left[\frac{1}{R_r + P \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)} \right] + \frac{V_s^2}{L_s \cdot \omega_s} \end{cases} \quad (8)$$

The above system of equations shows that we can easily establish an independent control of active and reactive power, reproducing in reverse equations describing the flow oriented model of this machine (Eq (8)) [6]. Thus the model allows expressing the

voltage rotor according to the given powers.

2.4 MPPT by Fuzzy Logic

We applied the fuzzy logic to the machine and to the oriented stator flux in order to ensure the continuation of the rotational speed corresponding to the optimum power on the specific speed λ_{opt} and the optimal maximum power coefficient C_{Pmax} (Fig. 3).

3. Results and Discussion

To simulate the system, as input, the evaluation of the wind speed as a function of time in the range from 0 to 10.5 m/s for a pitch of 0.5 m/s is considered as shown in the Fig. 4.

3.1 DFIG Vacuum Simulation (With Torque Resitant 9550n.m)

From the global model of Fig. 1, presented above we simulated with Matlab/Simulink, the double-fed induction machines (DFIG), supplied by the network applying a torque of 9550 Nm. The parameters of the DFIG are given in the appendix and the results are shown in Figs. 5-10.

3.2 Results and Interpretation with MPPT

For simulate the system we take, the wind speed changes with time from 0 m/s up to 10.5 m/s, as shown in the Fig. 4.

The Fig. 5 shows that the speed with MPPT to increase relative to the turbine speed without MPPT, thanks to the MPPT algorithm.

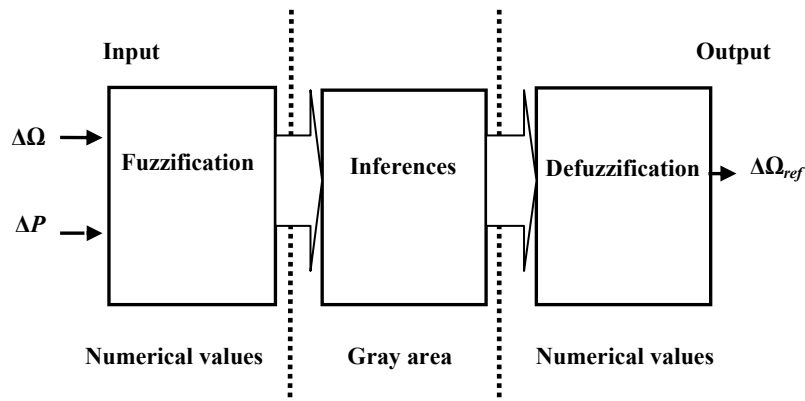


Fig. 3 MPPT by fuzzy logic [7].

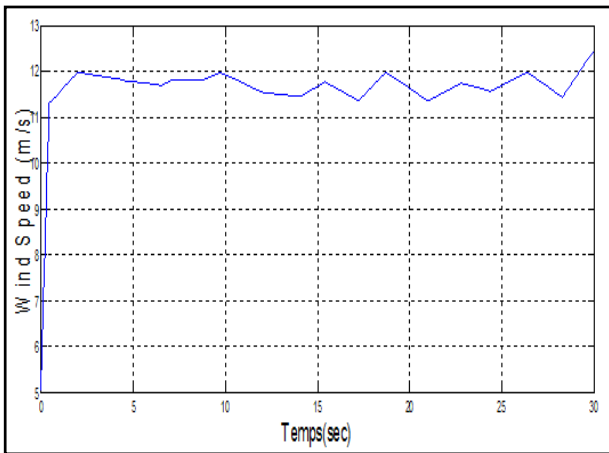


Fig. 4 Wind speed profile.

Fig. 6. shows power coefficient C_p with and without MPPT.

With the MPPT algorithm that has kept the C_p at its maximum. This coefficient is obtained for a fixed blade angle β ($\beta = 2$).

Fig. 11 shows that when we use the MPPT, the speed increase compared to the speed of the turbine without MPPT.

Fig. 12 shows that using the MPPT algorithm, the power coefficient is maintaining its maximum value for a fixed angle of incidence equal to ($\beta = 2$).

Fig. 13 shows the rotor current with MPPT. It shows that the current value increases as a function of power. This is due to the maintenance of the maximum power coefficient by the MPPT. This explains the increase in current values.

Fig. 14 shows the increase in the values of the stator

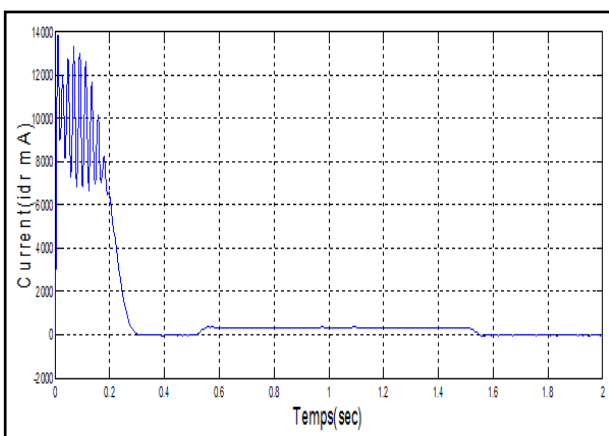


Fig. 7 Rotor Current d-axis.

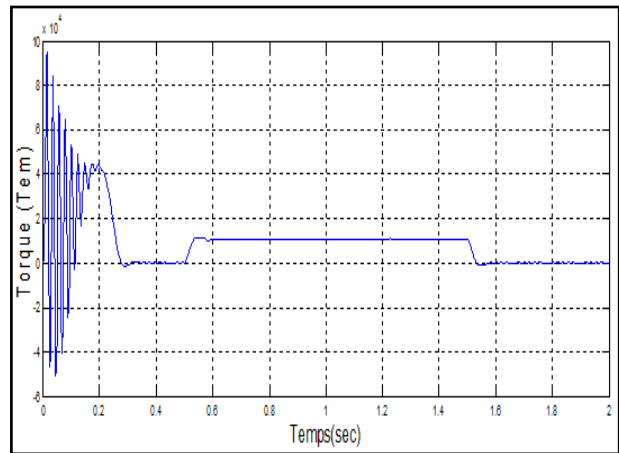


Fig. 5 Electromotive Torque (T_{em}).

currents with MPPT. By cons tensions remain at the same magnitude as those of the stator voltages without MPPT.

Fig. 15 shows the active power with MPPT. Note that this power has increased over power without

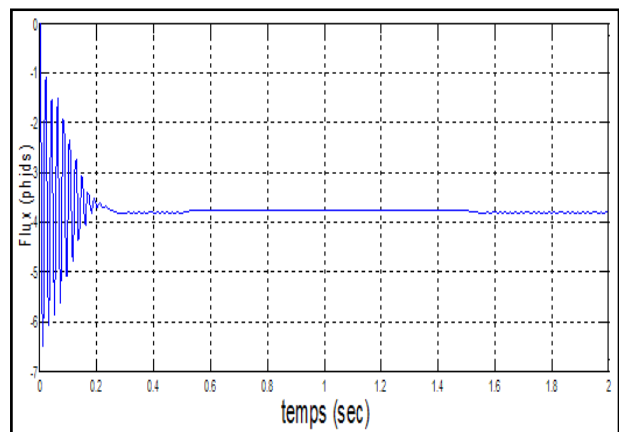


Fig. 6 Magnetic flux d-axis.

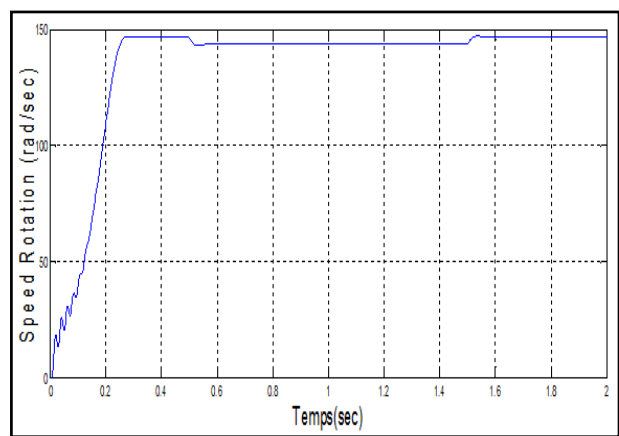


Fig. 8 Rotation Speed (rad/sec).

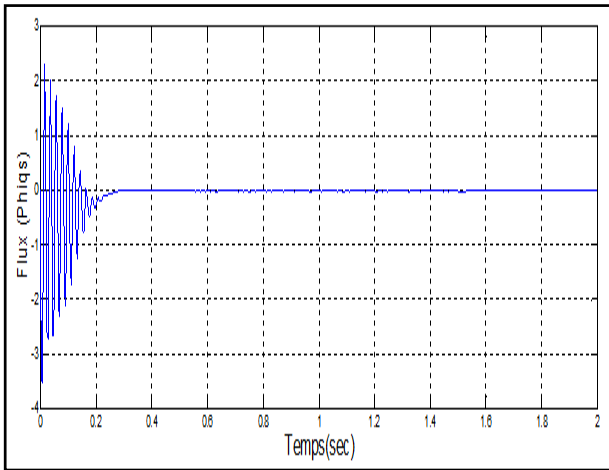


Fig. 9 Magnetic flux q-axis.

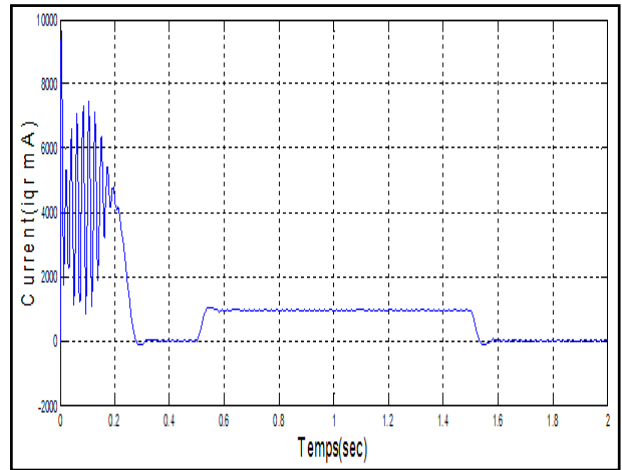
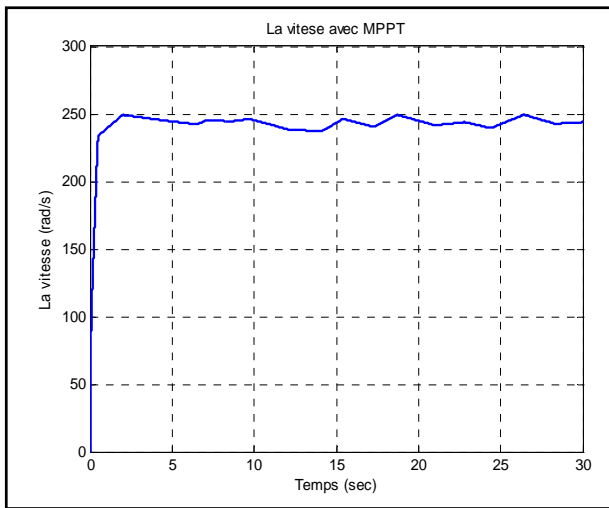
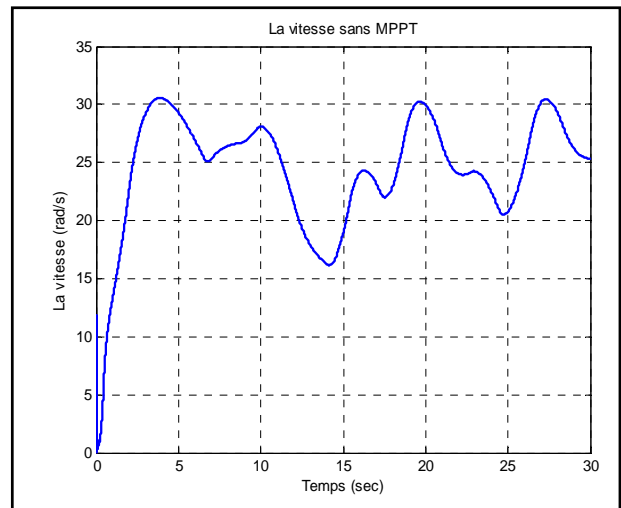


Fig. 10 Rotor Current q-axis.

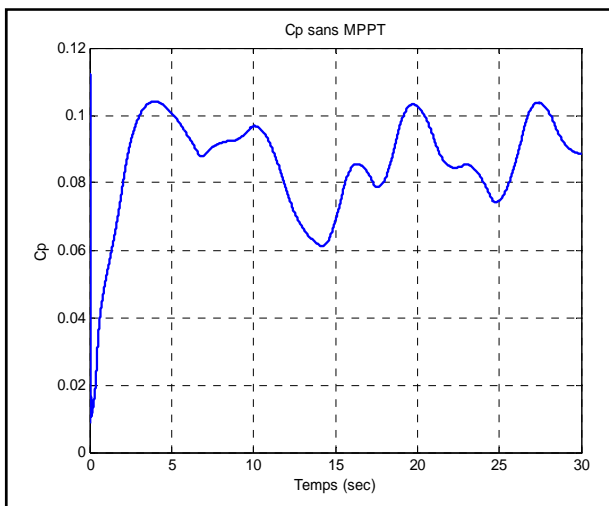


(a)

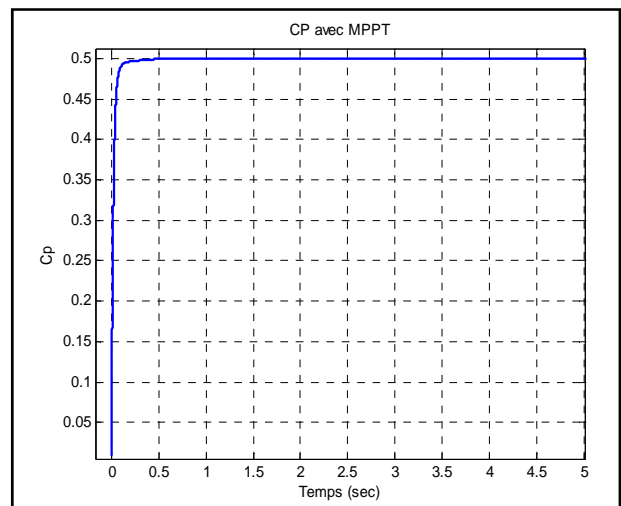


(b)

Fig. 11 Speed Rotation Turbine: (a) with MPPT and (b) without MPPT.



(a)



(b)

Fig. 12 Power coefficient C_p : (a) without MPPT and (b) with MPPT.

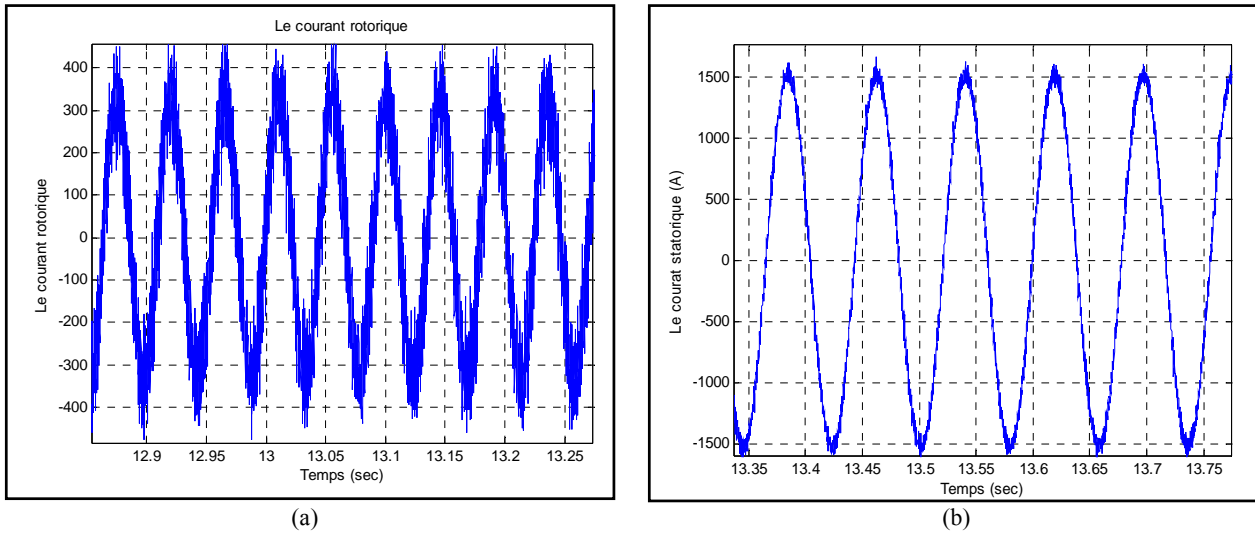


Fig. 13 Rotor current: (a) without MPPT and (b) with MPPT.

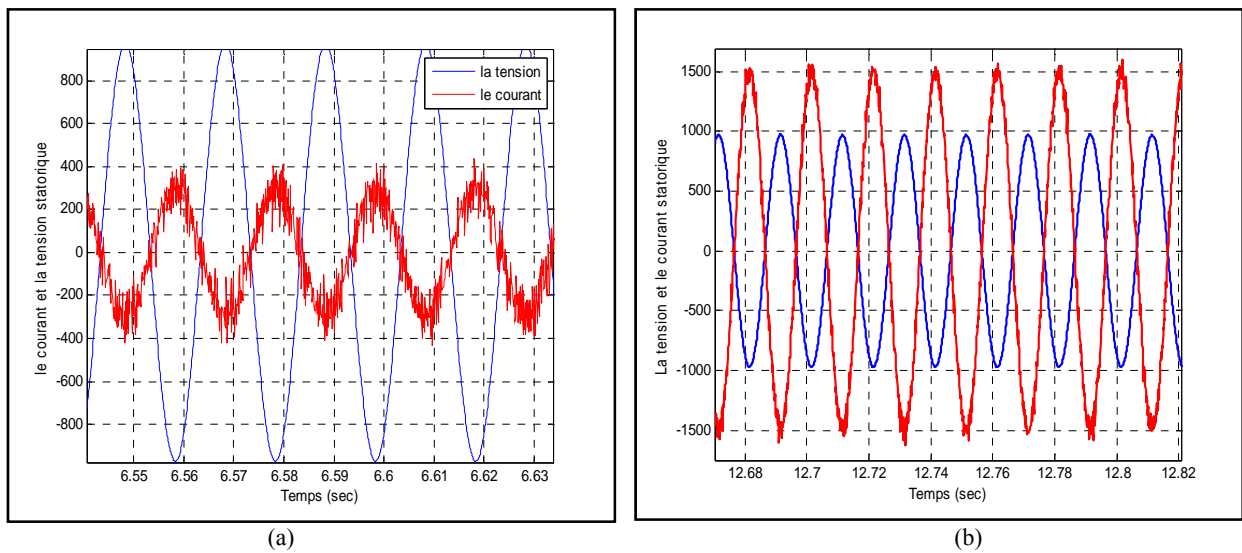
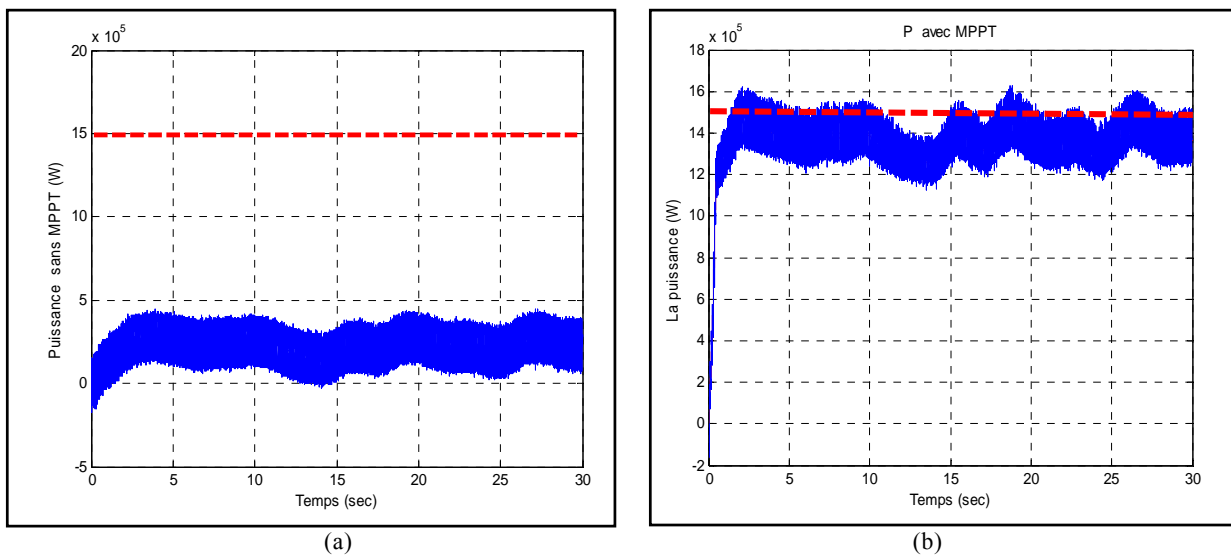


Fig. 14 Current and stator voltage: (a) without and (b) with MPPT.



(a)

(b)

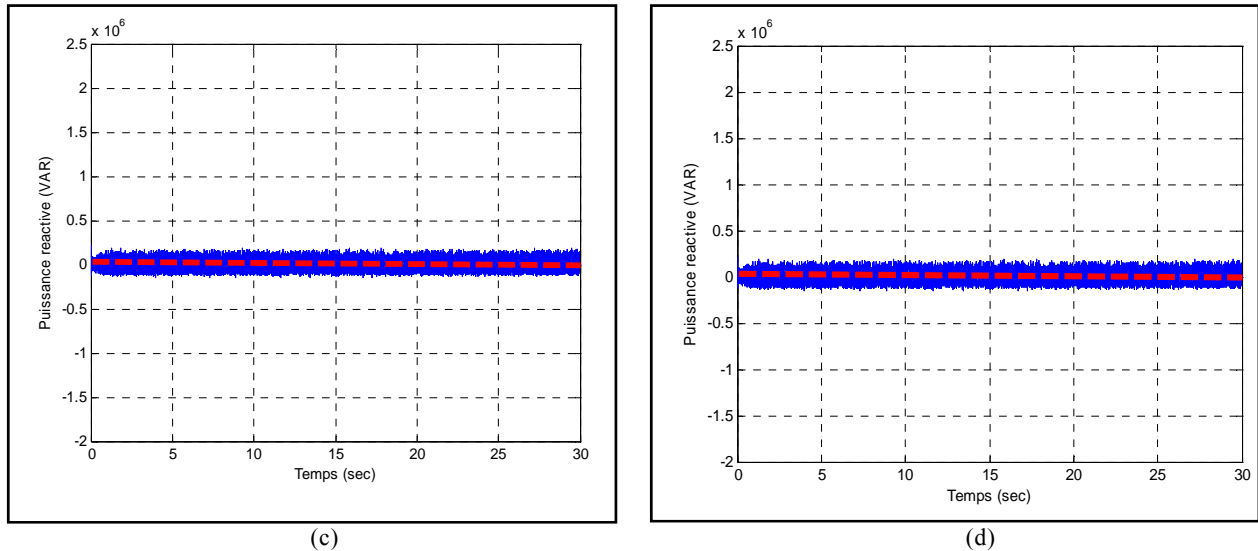


Fig. 15 Active power: (a) without MPPT, (b) with MPPT; reactive power: (c) without MPPT and (d) with MPPT

MPPT. It has been shown the influence of wind MPPT in the chain.

4. Conclusions

The purpose of the construction of the entire control device is to operate the turbine in order to extract maximum energy from the wind. This device also enabled us to make a comparative study between two strategies namely with and without MPPT. On the other hand, to increase the flux of the electric power transited. This chain has allowed us to see the variation of voltages and currents as well as the power of the wind.

References

- [1] A. Boyette, Control and command of Double-fed asynchronous generators with Storage System for wind power production, Ph.d. Thesis, Electrical Engineering, University Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2006.
- [2] G. Salloum, Contribution to robust control double-fed asynchronous generators, Ph.D. Thesis, Electrical Engineering, National Polytechnic Institute of Toulouse, France, 2007.
- [3] N.K. Merzouk, Evaluation the wind energy field, contribution to determination the vertical profile wind speed in Algeria, Ph.D. Thesis, University of Tlemcen, Algérie, 2006.
- [4] S. Taraf, Study of performance the DFIG in variable speed wind turbine connected to network, International Conference on Renewable Energy ICRE'07.
- [5] L. Mesbah, Modeling and simulation the chain conversion turbine, 1st Mediterranean Seminar on Wind Energy, SMEE'2010, Alger, Algeria, 11 et 12 April 2010.
- [6] M. Budinger, D. Leray, Y. Deblezer, A Fuzzy Logic Controlled Power Electronic System for Variable Speed Wind Energy Conversion Systems, Revue 3EI, N°21, Juin 2000.

M. BUDINGER, D. LERAY, Y. DEBLEZER, « éoliennes et vitesse variable », revue 3EI N°21 Juin2000. CHEN, S. A. GOMEZ, M. Mc CORMICK, « a fuzzy logic controlled power electronic system for variable speed wind energy conversion systems », IEE PEVD conf, September 2000, London, Conf publication N°475.

Appendix

MADA parameters are:

$$P_n = 1.5 \text{ MW};$$

$$p = 2 \text{ and } f = 50 \text{ Hz};$$

$$\text{Stator resistance: } R_s = 0.012 \text{ } \Omega;$$

$$\text{Rotor resistance: } R_r = 0.021 \text{ } \Omega;$$

$$\text{Mutual: } M = 0.0135 \text{ H};$$

$$\text{Stator inductance: } L_s = 0,0137 \text{ H};$$

$$\text{Rotor inductance: } L_r = 0,0136 \text{ H};$$

Grid voltage used is : $V = 690 \text{ V}$ with a frequency of 50 Hz.

Wind turbine parameters are :

$$\text{Number of blade} = 3;$$

$$\text{Blade diameter: } R = 70.5 \text{ mm};$$

$$\text{The multiplier gain: } G = 5.4.$$

Inertia of the turbine:

$$J = 0.042 \text{ Kg}\cdot\text{m}^2;$$

$$\text{Viscosity: } f = 0.017 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}.$$